



Instituto Superior de Economia e Gestão

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA

DESDE 1911

MESTRADO EM ECONOMIA E POLÍTICAS PÚBLICAS

TRABALHO FINAL DE MESTRADO **TRABALHO DE PROJETO**

**UMA ESTRATÉGIA NACIONAL, O PROGRAMA NACIONAL DE
BARRAGENS DE ELEVADO POTENCIAL HIDROELÉTRICO (PNBEPH):
ANÁLISE CRÍTICA À POLÍTICA**

MARTA ALEXANDRA CARDOSO DUQUE

SETEMBRO - 2014



Instituto Superior de Economia e Gestão

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA

DESDE 1911

MESTRADO EM ECONOMIA E POLÍTICAS PÚBLICAS

TRABALHO FINAL DE MESTRADO TRABALHO DE PROJETO

**UMA ESTRATÉGIA NACIONAL, O PROGRAMA NACIONAL DE
BARRAGENS DE ELEVADO POTENCIAL HIDROELÉTRICO (PNBEPH):
ANÁLISE CRÍTICA À POLÍTICA**

MARTA ALEXANDRA CARDOSO DUQUE

ORIENTAÇÃO:

PROFESSOR DOUTOR JOSÉ MANUEL ZORRO MENDES

SETEMBRO - 2014

RESUMO

As políticas públicas energéticas e ambientais têm como objetivo mitigar os problemas verificados nestes domínios, os quais não se conseguem resolver pelo funcionamento normal do mercado. Em Portugal, a intervenção nos mercados energéticos deve-se essencialmente a uma forte dependência externa. Esta importação de energia primária produz um impacto muito negativo na atividade económica, existindo uma larga convergência entre os decisores políticos de que este é um dos obstáculos ao crescimento e desenvolvimento económico do país. Nesta linha de raciocínio foi feita uma aposta por parte do XVIII Governo Constitucional, em “liderar a revolução energética”, com a aprovação da Estratégia Nacional Energética. Ao mesmo tempo era aprovado o pacote Clima-Energia, um compromisso entre os estados membros em desenvolverem políticas internas nestas áreas. Enquadrado nos objetivos nacionais e internacionais aparece o PNBEPH.

A implementação desta política passa pela construção e exploração de um conjunto de aproveitamentos hidroelétricos, que foram selecionados através de uma avaliação ambiental estratégica. Metodologia utilizada pela primeira vez em Portugal e alvo de muitas críticas por grupos cívicos e ambientalistas. O processo desta política pública foi conduzido na altura pelo Instituto da Água, que foi extinto e integrado na atual Agência Portuguesa do Ambiente. Estas reestruturações na administração pública por vezes tornam-se ineficientes e, provavelmente por esta razão, não é possível encontrar toda a informação organizada, sobre o atual ponto de situação do PNBEPH. Assim, este trabalho apresenta a cronologia do programa e compila as fases mais importantes. Aproveitando, ainda, para fazer uma análise crítica aos pontos de contestação, à relevância dos objetivos propostos e à atuação das entidades envolvidas.

ABSTRACT

Energy and environmental policies aim to mitigate issues encountered on these fields, which cannot be solved by the market. In Portugal, the state intervention on energy markets is mainly due to a strong external dependence which has a very influence on economic activities. This primary energy importation has a negative impact on the country growth and development. Thereby the XVIII Constitutional Government wanted to "lead the energy revolution", approving the National Energy Strategy. At the same time and to reach the goals of Climate-Energy package, European Union member states committed themselves to develop internal policies. PNBEPH will contribute to these energy and environmental targets.

Policy implementation will be through by the construction and operation of a set of hydroelectric plants previously selected by a strategic environmental assessment. This approach was used the first time in Portugal and has been target of many critical by environmentalists and civic groups. PNBEPH was led by the public agency named Water Institute, but this public organism was extinguished and integrated in the Portuguese Environment Agency. These restructurings on public administration sometimes become inefficient and probably this is one of the reasons for the difficulty on finding organized information about the current state of PNBEPH. Thus, this paper presents the chronology of the program and compiles the most important phases, making a critical analysis: of the contestations; the goals relevance; and performance of public administration.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, aos meus pais pelo constante e incansável apoio, sem eles não seria possível a realização desta tese. E não menos importante, um para sempre e profundo agradecimento, ao meu querido avô. E um obrigada ao Tiago, por me incentivar e não deixar desistir.

Ao Professor Doutor Zorro Mendes que, aceitou desde logo, ser meu orientador, demonstrando-se sempre disponível, acreditando no meu trabalho. Agradecendo ainda, toda a orientação no passado e presente, que foi essencial para terminar este trabalho.

Em geral, aos colegas da Agência Portuguesa do Ambiente, que me forneceram informação essencial, sem a qual não seria possível elaborar este trabalho. Em particular ao Eng.º Avillez, pela disponibilidade no esclarecimento de dúvidas.

ACRÓNIMOS

AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ADR	Agência de Desenvolvimento Regional
ADV	Alto Douro Vinhateiro
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
AH	Aproveitamento Hidroelétrico
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
CA	Comissão de Acompanhamento
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CMEC	Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais
DIA	Declaração de Impacte Ambiental
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DGO	Direção Geral do Orçamento
DGTF	Direção Geral do Tesouro e Finanças
DL	Decreto de Lei
ECA	Estrutura de Coordenação e Acompanhamento
EIA	Estudo de Impacte Ambiental
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FCNB	Fundo de Conservação da Natureza e Biodiversidade
FER	Fonte de Energia Renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GEOTA	Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente
GPEARI	Gabinete de Planeamento, Estratégia, Avaliação e Relações Internacionais
ICOMOS	Organização Internacional não-governamental
IEA	Agência Internacional para a Energia
INAG	Instituto da Água
INE	Instituto Nacional de Estatística

IUCN	União Internacional para a Conservação da Natureza
LNEC	Laboratório Nacional de Engenharia Civil
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NPA	Nível de Pleno Armazenamento (cota em metros)
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PORDATA	Base de Dados Portugal Contemporâneo
PRE	Produtores em Regime Especial
PRO	Produtores em Regime Ordinário
RCM	Resolução de Conselho de Ministros
RECAPE	Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução
REN	Rede Elétrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transportes
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Elétrico Público
SWOT	<i>Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats</i>
TFEU	Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia
TROIKA	Equipa constituída por responsáveis da Comissão Europeia, Banco Central Europeu e Fundo Monetário Internacional
UNESCO	Organização das Nações Unidas, para a Educação, Ciência e Cultura
WHC	<i>World Heritage Centre</i>

ÍNDICE GERAL

1.	Introdução	1
2.	Enquadramento do PNBEPH no contexto nacional	2
2.1.	<i>Estrutura do setor elétrico Português</i>	3
2.2.	<i>Principais componentes do preço de eletricidade</i>	6
2.3.	<i>Garantia de potência para contratos do PNBEPH</i>	7
3.	O PNBEPH	9
3.1.	<i>Reavaliar os fins do PNBEPH</i>	9
3.1.1.	<i>Produção de energia e binómio eólica-hídrica</i>	9
3.1.2.	<i>Dependência externa e emissões de gases com efeito de estufa</i>	11
3.1.3.	<i>Potencial hídrico</i>	12
3.1.4.	<i>Desenvolvimento económico e social</i>	14
3.2.	<i>Os instrumentos e a decisão final</i>	16
3.3.	<i>Modelo de concessão</i>	17
3.4.	<i>Compilação da Implementação até à data atual</i>	18
3.4.1.	<i>Sistema Eletroprodutor do Tâmega</i>	19
3.4.2.	<i>AH do Fridão e do Alvito</i>	21
3.4.3.	<i>AH de Girabolhos</i>	22
4.	O caso concreto de Foz Tua	23
4.1.	<i>Do programa de concurso ao contrato de concessão</i>	23
4.2.	<i>Impacto financeiro do contrato</i>	26
4.3.	<i>Metodologia do procedimento</i>	28
4.4.	<i>Discussão sobre a cronologia</i>	29
5.	Conclusões	35
6.	Referências bibliográficas	37
	Anexo 1	46
	Anexo 2	47
	Anexo 3	48
	Anexo 4	50
	Anexo 5	51
	Anexo 6	54

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - Composição do Sistema Elétrico Nacional.	4
FIGURA 2 - Curva de Oferta Vs. Procura no mercado Pool. Fonte: ERSE (2014).....	5
FIGURA 3 - Etapas do procedimento de Avaliação de Impacte Ambiental.	19

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela I - Escolha da opção através da matriz SWOT	17
Tabela II – Principais elementos desde do anúncio do concurso à adjudicação provisória.	18

1. INTRODUÇÃO

O Parlamento Europeu e o Conselho Europeu chegaram a acordo sobre as propostas do pacote legislativo Clima-Energia (Parlamento Europeu, 2008): reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa; elevar para 20% a quota-parte das energias renováveis no consumo de energia; e aumentar em 20% a eficiência energética até 2020. Estes objetivos pretendem mitigar os problemas verificados nestes domínios, os quais não se conseguem resolver pelo funcionamento do mercado. Não obstante, é deixado às instâncias nacionais a competência quanto à forma e aos meios a utilizar, apenas vincula o Estado Membro destinatário quanto ao resultado a alcançar (TFEU, 2010).

No cumprimento destas metas 20-20-20, e de acordo com o objetivo previsto no programa “liderar a revolução energética” do XVIII Governo Constitucional, foi aprovada a Estratégia Nacional Energética (RCM n.º29/2010). Uma aposta nas energias renováveis, na promoção de eficiência energética e nas alterações climáticas. Existem outros planos acessórios, como é o caso do PNBEPH.

Contudo, este programa tem sido alvo de forte contestação pública por parte de vários grupos de pressão, fundamentalmente grupos ambientalistas e movimentos cívicos. As razões prendem-se essencialmente com as debilidades dos estudos apresentados, por conterem informação desatualizada e por terem sido ignorados os efeitos cumulativos dos impactos ambientais e socioeconómicos. Para se poder comentar estas contestações, é necessário que exista informação atualizada e compilada. Porém, esta política integra vários setores de atividade, o que faz com que haja muita informação dispersa. Neste sentido houve a necessidade de compilar diversos documentos e apresentá-los cronologicamente no presente trabalho. A transparência na informação agora apresentada vai permitir fazer uma análise crítica fundamentada.

2. ENQUADRAMENTO DO PNBEPH NO CONTEXTO NACIONAL

Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por aproveitar e com maior dependência energética.

Entre 1970 e 1990 foi efetuado um grande investimento na construção de barragens para fins hidroelétricos. Após esse período existiu um abrandamento, apesar do consumo de energia aumentar “a passos largos”. A resposta a esta situação foi dada através dos centros eletroprodutores de unidades de produção térmica, de gás natural e carvão (REN, 2002). Outro dos grandes entraves na época, a este tipo de construções, foi o primórdio das questões relacionadas com o meio ambiente e a aprovação de legislação nesse âmbito (Félix, 2010).

A construção deste tipo de empreendimentos para fins múltiplos produz diversas vantagens. É uma fonte de energia renovável, tem uma resposta imediata na procura energética, tem uma boa conjugação com a energia eólica, promove o desenvolvimento regional, serve para abastecimento, para rega, como lazer e como proteção contra cheias. Contudo, também tem as suas desvantagens, quer ao nível ecológico, ambiental e mesmo de ordenamento do território (Moreira, 2009).

Em 2006, a energia hidroelétrica instalada correspondia a 25% do consumo final de energia no país, em que 4580 MW correspondia às médias e grandes hídricas e 370 MW às mini-hídricas, perfazendo um total de 4950 MW. Foi então definido que a meta atingir para 2020 seria uma potência total instalada de 7000 MW em energia renovável. Nesta altura já existiam projetos hidroelétricos em curso, com o objetivo de aumentar a capacidade energética, nomeadamente: o reforço de potência do Alqueva (+260 MW); o reforço de potência de Picote e Bemposta (+409 MW); e a construção das barragens de Ribeiradio (+70 MW) e Baixo Sabor (+170 MW). Perfazendo, então, um total de

5859 MW, ficando em falta cerca de 1141 MW para se atingir a meta proposta (COBA & PROCESL, 2007a).

Face ao exposto, e associado à Estratégica Nacional Energética e aos compromissos assumidos na redução de emissões de CO₂ e, ainda, ao potencial hídrico desaproveitado, foi criado o PNBEPH, promovido pelo ex-INAG, atualmente APA. Tendo, como objetivo, o aumento da capacidade instalada, totalizando a produção hidroelétrica nacional em 7000 MW, dos quais 1600 MW serão em capacidade reversível (turbina/bomba), permitindo assim acompanhar a produção excedente das eólicas e também contribuir para as metas climáticas assumidas, reduzindo 500 toneladas de emissão de CO₂ por cada GWh de energia limpa produzida (COBA & PROCESL, 2007a).

Contudo, há vários autores que defendem a implementação de outras medidas para se atingir os mesmos resultados, com menos encargos para os contribuintes.

2.1. Estrutura do setor elétrico Português

Sendo o PNBEPH um plano essencial na Estratégia Nacional Energética, é então imprescindível compreender, de uma forma geral, como funciona atualmente o setor elétrico Português e qual a contribuição da energia hídrica para este setor. Este capítulo dedica-se a essa breve descrição.

O DL n.º29/2006 estabeleceu os princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, de transporte, de distribuição e de comercialização, de forma a incrementar um mercado livre e concorrencial.

O SEN assenta numa coexistência de um mercado regulado e de um mercado livre.

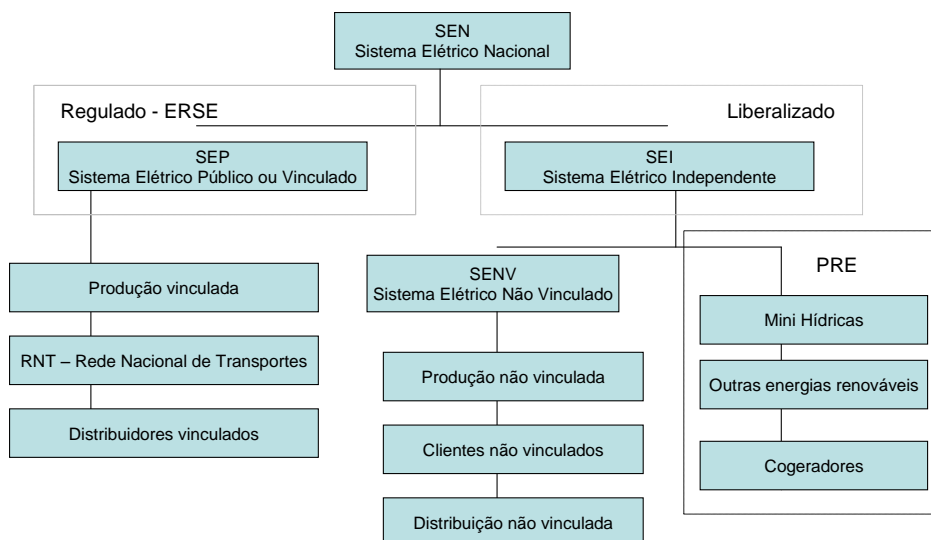


FIGURA 1 - Composição do Sistema Elétrico Nacional.

Fonte: Saraiva et al (2002) p. 256

Os mercados organizados de eletricidade operam em regime livre (SEP) e estão sujeitos a autorizações concedidas pelo Estado Português.

Os produtores em regime ordinário (PRO), os comercializadores e os produtores em regime especial (PRE) que o desejem, podem tornar-se agentes do mercado.

Em 2007, foi criado o Mercado Ibérico de Eletricidade, que foi uma iniciativa conjunta dos governos de Portugal e Espanha. A estrutura do MIBEL pode ser dividida em 3 vertentes: produção de energia; transporte e distribuição; e comercialização. As atividades de transporte e distribuição são consideradas monopólios naturais sujeitos a regulação. Por outro lado, as atividades de produção e da comercialização de energia são abertas à concorrência. Sendo que a atividade de produção de energia em regime de mercado está associada a um mercado grossista, em que os agentes produtores asseguram a colocação de energia produzida, de modo a satisfazer os consumos dos agentes comerciais (Carvalho, 2013).

Neste mercado ibérico participam todos os PRO ibéricos e os PRE espanhóis, porque em Portugal os PRE gozam de um regime especial, em que beneficiam de uma

remuneração garantida (*feed-in-tariff*), i.e., toda a energia produzida é vendida ao comercializador de último recurso, sendo o preço estabelecido administrativamente através de tarifas fixas. Apesar das PRE não participarem no mercado diário, elas vão ter um peso preponderante na negociação, uma vez que esta energia vendida diariamente ao comercializador de último recurso vai reduzir a energia a ser transacionada no mercado diário (Carvalho, 2013).

O mercado diário é o mercado no qual se transaciona a maior quantidade de energia elétrica. Neste mercado *Pool*¹ os diferentes participantes podem intervir como vendedores ou como compradores de energia, apresentando propostas de venda e propostas de compra, respetivamente. Depois de ordenadas estas ofertas, são obtidas duas curvas, a curva da oferta de venda e a curva da oferta de compra (curva da procura). Sendo que a interseção desta duas curvas, em cada hora, dá o preço de mercado (*Market Clearing Price*) para uma certa quantidade de energia elétrica negociada (*Market Clearing Quantity*) (ERSE, 2014). Para um exemplo prático ver o Anexo 1.

As barragens vão contribuir para o preço que é transacionado na *Pool*. As ofertas de venda das centrais hídricas do tipo fio-de-água², normalmente, surgem

para valores mais baixos da curva, para serem despachadas rapidamente.

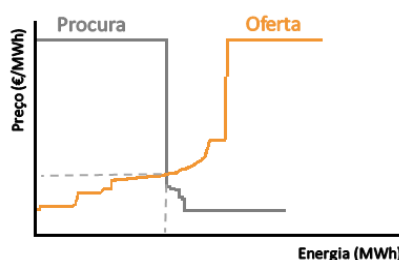


FIGURA 2 - Curva de Oferta Vs. Procura no mercado Pool. Fonte: ERSE (2014)

¹Denominação de mecanismo de mercado. Passou-se de uma situação em que apenas era possível negociar energia através da realização de contratos bilaterais, para uma situação em que também passou a ser possível recorrer ao mercado de eletricidade.

² De reduzida capacidade de armazenamento de água.

Isto deve-se ao facto de terem custo fixos muito baixos e por estarem fortemente dependentes das condições climáticas ou de infraestruturas a montante. No caso das centrais hídricas com capacidade de armazenamento, a oferta de venda vai ter em conta o custo de oportunidade das centrais térmicas mais caras, pois estas últimas são as que apresentam os valores mais elevados de venda, por terem de incluir no preço custos variáveis, relacionados com os combustíveis, e o custo das emissões de CO₂ (Carvalho, 2013).

O que se observa é que, quando chove e há muito vento, o preço transacionado de energia desce. O que reflete ainda mais a importância do binómio hídrica-eólica.

2.2. Principais componentes do preço de eletricidade

Os preços de eletricidade pagos pelos consumidores têm 3 componentes, Energia, Redes e Custos de Interesse Económico Geral.

As designadas Tarifas de Acesso às Redes são constituídas pelas Redes e pelos CIEG.

A componente Energia resulta dos preços formados no mercado de eletricidade, incluindo custos de comercialização. Por outro lado, a componente Redes resulta dos preços referentes ao transporte de energia e à atividade de distribuição (ERSE, 2013).

No âmbito da Portaria n.º332/2012, são definidos os CIEG a serem repercutidos na Tarifa de Uso Global do Sistema e, genericamente, são: sobrecustos das PRE; sobrecusto CAE; CMEC; e garantia de potência.

Conforme ERSE (2013), das 3 componentes que incluem o preço final na fatura dos consumidores, a componente com maior peso é a Energia, representando metade da fatura de eletricidade. As Redes e os CIEG distribuem-se sensivelmente por igual no restante valor da fatura, mas sendo um pouco maior o valor referente às Redes.

Em conclusão, o preço transacionado no mercado vai ter uma grande influência na fatura energética dos consumidores.

2.3. Garantia de potência para contratos do PNBEPH

A garantia de potência é uma resultante da política energética, independentemente da sua fonte. Para os aproveitamentos do PNBEPH, embora não tenha havido nenhum compromisso, através da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto, que disciplinava a remuneração dos serviços eletroprodutores por um lado e, por outro, atribuía incentivos ao investimento em capacidade de produção, foi determinada esta subsídio em determinados casos.

Atualmente, e de acordo com as recomendações da Troika, o Governo decidiu cortar e suspender alguns apoios à produção de energia. Assim, em 2012, foi publicada nova Portaria n.º 139/2012, que não só revogou a Portaria n.º 765/2010, como estabeleceu que iria ser publicada nova Portaria a regulamentar este regime. Para o efeito foi publicada a Portaria n.º 251/2012, que prevê que os incentivos à garantia de potência devem contribuir de forma decisiva e racional para a manutenção da disponibilidade da capacidade de produção de energia elétrica (incentivo à disponibilidade) e para a realização de futuros investimentos, em nova capacidade de produção (incentivo ao investimento), em termos de assegurarem a existência de níveis de segurança de abastecimento, que não são garantidos pelos mecanismos normais de funcionamento do mercado. Nos termos do art.º 10 desta Portaria podem beneficiar do incentivo ao investimento, os grupos geradores dos centros eletroprodutores hídricos que sejam parte em contratos de implementação do PNBEPH.

Este novo regime de garantia de potência (após Troika) vai permitir a redução do peso das remunerações do sector elétrico, refletindo-se numa poupança para o Estado até ao ano 2020.

É de ressaltar que os grupos geradores dos centros electroprodutores abrangidos pelo incentivo ao investimento beneficiarão dele durante os 10 primeiros anos de exploração e o pagamento do montante deste incentivo será provavelmente repercutido, a médio-longo prazo, nos contribuintes, quer indiretamente através de um agravamento fiscal, quer diretamente através das tarifas cobradas ao consumidor (que constituem um dos fatores que compõem o preço final da energia elétrica), como visto anteriormente.

3. O PNBEPH

3.1. Reavaliar os fins do PNBEPH

3.1.1. Produção de energia e binómio eólica-hídrica

Aquando da elaboração do PNBEPH, em 2007, conjecturava-se que, em 2020, os aproveitamentos existentes já em exploração mais os construídos, ao abrigo deste programa, produzissem um total de energia hidroelétrica de 7000 MW, dos quais 1600 MW seriam em capacidade reversível permitindo acompanhar a produção excedentária das eólicas (COBA & PROCESL, 2007a). Neste momento, com os projetos que se encontram em curso, nomeadamente os reforços de potência de Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova II, Salomonde II e, ainda, a barragem de Ribeiradio-Ermida e Baixo Sabor, correspondem a uma potência total instalada de 1942 MW (EDP, 2014f). Com as alterações efetuadas ao programa, a potência que será instalada vai corresponder a cerca de 2175 MW (EDP, 2014e,f,h; APA, 2014c; IBERDROLA, 2014). O que perfaz um total de 4117 MW. Tal como já referido anteriormente, em 2006 tinha-se uma potência instalada em grandes e mini hídricas de 4950 MW. Acrescentando a este valor, o total dos novos investimentos, o país passará a ter uma potência instalada de 9067 MW de energia hídrica. Ultrapassando as metas estipuladas de 7000 MW em 2020.

Sendo que os aproveitamentos que integram o PNBEPH são quase todos de albufeira, os mesmos contribuem para uma produção de energia estável. Porém, as centrais hidroelétricas de albufeira apenas produzem no topo do diagrama de cargas, i.e., nas horas de ponta e cheia (maior consumo). Se esta estratégia de produção não for alterada, o plano poderá não ser um verdadeiro impulso na produção de hidroeletricidade. Só o poderá ser, se existir produção nas restantes horas, contudo a capacidade total das

albufeiras previstas pode não ser suficiente, o que levaria à construção de um maior número de aproveitamentos ou aumento do nível de pleno armazenamento. Contudo, do ponto de vista económico, pode-se reduzir gastos com importação de energia (e.g. vinda de Espanha), uma vez que a energia nas horas de ponta e cheia é mais cara e poderá ser satisfeita através das novas centrais (Félix, 2010).

No relatório de ARCADIS & ATECMA (2009) é reforçada a teoria de que o programa considerou um determinado caudal que servirá para a produção de energia, mas não teve em conta as restrições ambientais nem as alterações climáticas. Por este motivo é referido que a produção de energia apresentada no programa está sobrestimada e que ficará aquém do que foi previsto.

No caso português, é de sublinhar a importância da articulação bem-sucedida entre a energia eólica e a hídrica. Acontece que, a energia eólica é extremamente inconstante, com variações súbitas da intensidade do vento, que chegam a provocar flutuações muito elevadas de potência produzida, tornando-se indispensável armazenar esses picos imprevisíveis de produção, sob a forma de energia hídrica em barragens de albufeira, bombeando água de jusante para montante. É uma mais-valia o turbinamento desta água armazenada nas horas em que tal seja economicamente vantajoso, atendendo às flutuações do preço da energia ao longo do dia (Cruz, 2012). Porém, o processo de bombagem vai encarecer o kWh final vendido ao utilizador, mas poderá ser a “menos má” das soluções, para dar alguma lógica económica à “aposta mediática” na energia eólica, que já se encontra neste momento instalada (Nunes, 2014).

Ora, desta forma, se, na última década, a taxa de crescimento de energia eólica está a ser superior à dos equipamentos hidroelétricos reversíveis (Félix, 2010), a rentabilidade

deste crescimento poderá ser beneficiada com a exploração dos aproveitamentos previsto no PNBEPH.

Outro proveito desta articulação é que permite às hídricas alguma independência face às condições de pluviosidade.

Apesar disso, no presente ano, em janeiro e fevereiro registaram valores de precipitação superiores ao normal, o que levou a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis a bater recordes históricos. Um desses recordes foi alcançado no dia 16 de fevereiro, em que 66% do consumo foi garantido apenas pela produção hidroelétrica das grandes barragens³. Já no dia 21 do mesmo mês, a energia hidráulica produzida na hora de ponta atingiu a proeza de 4886 MW (REN, 2014).

Ainda que as FER se revelem de grande importância, é de registar que o *mix* eletroprodutor português está hoje completamente desequilibrado, com uma percentagem excessiva de renováveis intermitentes e incontroláveis (eólica e solar fotovoltaica), o que o torna extremamente não competitivo (Nunes, 2014).

3.1.2. Dependência externa e emissões de gases com efeito de estufa

Segundo o boletim apresentado pelo GPEARI (2011), Portugal tem uma dependência energética externa superior a 80% em termos de fontes primárias de energia, explicando a aprovação nos últimos 20 anos de um conjunto vasto de medidas de política pública no setor energético.

Os aproveitamentos a serem construídos vão utilizar recursos endógenos, quer na sua implementação, quer na sua exploração, e entrarão em competição direta com alternativas baseadas em energia de origem fóssil, reduzindo as importações de energia e o défice tarifário externo.

³ Conforme referido no Jornal Expresso: <http://expresso.sapo.pt/barragens-bateram-recorde-historico-na-producao-de-eletricidade=f858053>

A energia a produzir pelos novos aproveitamentos prevê evitar globalmente a emissão de 570 mil toneladas de CO₂ por ano. A exploração conjunta da hídrica-eólica vai contribuir para um efeito cumulativo na redução do consumo de combustíveis fósseis, sobretudo de fuelóleo utilizado nas centrais térmicas existentes. Para além de reduzir a importação e, conseqüentemente, a dependência externa, vai influenciar diretamente a redução de emissão de gases com efeito de estufa, passando a produzir energia mais “limpa” (Assembleia da República, 2014).

GEOTA & Quercus (2011) refere que este programa é irrelevante para os objetivos propostos e, neste âmbito, a energia total a ser gerada vai corresponder apenas a 0,5% da energia primária importada, perfazendo uma redução de 0,7% nas emissões de GEE e de 0,8% na importação de combustíveis fósseis. Ressalve-se que estes mesmos resultados podem ser obtidos através de outros investimentos que não passam pela construção de barragens.

Contudo, os dados da DGEG (2014) relativamente à dependência externa (calculada pelo saldo importador de energia a dividir pela soma do consumo total de energia primária mais o consumo de energia das bancas marítimas e aéreas), mostram a forte descida que ocorreu de 2012 para 2013, de 7,9%, a qual se deveu, sobretudo, à redução do consumo de gás natural na produção de energia elétrica. Os maiores contributos vieram da produção hídrica, com um aumento de 127% e da eólica com 17%.

3.1.3. Potencial hídrico

Portugal é um país que tem um grande potencial hídrico por aproveitar, sendo que um dos objetivos do PNBEPH é aproveitar 70% desse potencial (COBA & PROCESL, 2007a).

Segundo Félix (2010), o PNBEPH poderá contribuir, em grande parte, na otimização da regularização de caudais, pois as bacias hidrográficas do Douro e do Vouga são as que têm uma menor capacidade de armazenamento aproveitada e, conseqüentemente, uma menor regularização.

Sabe-se que, das sete barragens a serem construídas, cinco vão-se situar na bacia hidrográfica do Douro, tornando-se fundamental estudar os efeitos cumulativos originados, no que concerne aos impactos negativos nos ecossistemas e na biodiversidade, na qualidade da água e quais as conseqüências para a erosão costeira (Projeto de Resolução n.º 56/XI, 2010). Uma vez que as barragens constituem uma causa importante na interrupção dos caudais sólidos da terra para o litoral, estudos sugerem que se terá 15 a 20% do caudal sólido natural a chegar ao mar, por força da artificialização das bacias hidrográficas (Melo & Rodrigues, 2010).

Salienta Carvalho (2013) que, apesar dos aproveitamentos na cascata do Douro serem do tipo fio-de-água, estes tiveram entre 2004 e 2012 uma contribuição, em média, mais de 50% da produção hídrica, apresentando-se de grande importância a regularização de caudais nesta bacia. Se não for conseguida esta regularização, Portugal estará sempre dependente, tanto no troço principal como nos seus afluentes, da exploração dos aproveitamentos espanhóis a montante.

Não obstante, esta situação está na primeira linha de preocupações da Agência Portuguesa do Ambiente, que, através da elaboração de estudos e planos, procura contribuir para a compreensão e atenuação possível deste fenómeno.

Melo & Rodrigues (2010) afirmam que o PNBEPH não é uma política responsável e integrada no planeamento e gestão de recursos hídricos, e refere ainda que um programa desta natureza dever-se-ia seguir a um plano nacional da água ou a um plano nacional

energético que já o contemplassem. Todavia, estes planos já existiam previamente, mas sem qualquer atualização ao PNBEPH. É mesmo referido no estudo de ARCADIS & ATECMA (2009) que o PNBEPH irá provocar infrações significativas à Diretiva Quadro Água (transposta pela Lei n.º58/2005).

3.1.4. Desenvolvimento económico e social

Em Melo & Rodrigues (2010) refere-se que a construção destes aproveitamentos vai aumentar o risco para as populações a jusante, em caso de rutura, principalmente na bacia do Douro. Porém, a literatura neste âmbito revela que os acidentes que ocorreram em Portugal, foram em barragens de aterro de média dimensão, de altura inferior a 16 m (INAG, 2001). Não há conhecimento, até à data, de acidentes com barragens da envergadura das que são propostas no programa.

O PNBEPH assentou numa perspetiva de desenvolvimento económico e social, integrado e sustentável, dando grande prioridade à salvaguarda dos valores ambientais, os quais assumiram grande relevo na seleção dos locais a construir. Argumenta COBA & PROCESL (2007a) que a construção destas barragens vai potenciar o turismo local, mas, segundo Melo & Rodrigues (2010), Portugal está cheio de albufeiras desertas de turistas, pois quem procura turismo de qualidade privilegia espaços como os que estas barragens vão destruir.

Corrobora GEOTA & Quercus (2011), alegando que raramente as barragens criam desenvolvimento local, apenas geram emprego temporário na construção civil, pois todas as operações na fase de exploração das centrais modernas já são automatizadas. São da mesma opinião os diversos municípios que se manifestam abertamente contra a construção das barragens previstas (Melo & Rodrigues, 2010).

De acordo com os resultados apresentados, relativamente ao efeito das grandes barragens no desenvolvimento socioeconómico local, Velosa (2009) sustenta a opinião de que, para o conjunto de 3 barragens portuguesas que estudou, a sua construção não contribuiu para o desenvolvimento socioeconómico dos municípios localizados na sua área de intervenção.

É estratégia de certas empresas promoverem a responsabilidade social, apoiando iniciativas locais onde se inserem, fomentando a realização de projetos económicos, sociais ou culturais que, de outra forma, não teriam apoio financeiro. A EDP é uma dessas empresas. Sendo concessionária de 3 barragens pertencentes ao PNBEPH, nomeadamente a tão “polémica” barragem de Foz Tua, pretende desenvolver, em colaboração com os municípios confinantes, várias iniciativas no âmbito da socioeconomia local. Entre outros, destaca-se o programa “EDP Empreendedor Sustentável”, em parceria com as autarquias limítrofes, sendo que a EDP garante o suporte financeiro (EDP, 2014a).

Contudo, o índice de envelhecimento (relação entre a população idosa e a população jovem), conforme dados presentes em INE (2014) e PORDATA (2014), entre 2001 e 2011 está a aumentar de uma forma generalizada no continente, com exceção por exemplo, de Lisboa e Montijo, em que este índice diminuiu. No que diz respeito aos anos em causa, verifica-se que, na generalidade, as maiores diferenças ocorreram em povoações rurais, as quais estão a ficar desertificadas. De forma a contrariar esta situação, a solução poderá passar pela construção de barragens, tal como referido em Moreira (2009), em que este tipo de obras criam condições que permitem o desenvolvimento regional e a fixação da população, nomeadamente através da

construção de infraestruturas (como pontes e estradas), e que contribuem para um significativo desenvolvimento dos concelhos vizinhos.

3.2. Os instrumentos e a decisão final

Segundo Amaral (1996), os instrumentos de uma política pública são os meios que as autoridades utilizam para atingir os resultados pretendidos. Assim, a seleção dos instrumentos a utilizar para a concretização dos objetivos do PNBEPH adveio de um conjunto de 25 aproveitamentos hidroelétricos pertencentes ao “Inventário Nacional de Sítios com Elevado Potencial Hidroelétrico”, donde foram selecionados os que se julgaram prioritários. O estudo foi baseado numa análise multicritério, em que foram considerados os benefícios diretos e indiretos, associados à implementação de cada aproveitamento e eventuais aspetos negativos que possam derivar da sua construção e exploração. Os critérios usados são de natureza técnica, económica, social e ambiental e são designados por opções estratégicas. O DL n.º 232/2007 estabeleceu o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos ambientais de determinados planos ou programas. Concretizou-se então, através da elaboração de uma avaliação ambiental estratégica e da realização de consultas públicas (COBA & PROCESL, 2007d). No âmbito da AAE, as 4 opções anteriores foram conjugadas com os fatores críticos para a decisão (COBA & PROCESL, 2007c). Através de uma matriz SWOT foram combinados todos estes fatores críticos, resultando a opção D, a (++) favorável: Almourol, Alvito, Daivões, Foz Tua, Fridão, Girabolhos, Gouvães, Padroselos, Pinhosão e Alto Tâmega.

Tabela I - Escolha da opção através da matriz SWOT

Fator Crítico	Opção A	Opção B	Opção C	Opção D
Alterações climáticas	++	+	+	++
Biodiversidade	--	--	-	-
Recursos naturais e culturais	--	0	0	+
Riscos naturais e tecnológicos	-	--	0	-
Desenvolvimento humano e competitividade	+	+	++	++
Avaliação global	--	-	+	++

Fonte: COBA & PROCESL (2007 b; c)

3.3. Modelo de concessão

A implementação do PNBEPH passou pela realização de procedimentos concursais nacionais e internacionais, ao abrigo do disposto nas alíneas d) e e) do artigo 61º da Lei n.º 58/2005 e do n.º5 do artigo 24º do DL n.º 226 -A/2007, destinados à celebração e execução de contratos de concessão para captação de água para produção de energia hidroelétrica e para implantação das respetivas infraestruturas hidráulicas. Em contrapartida, o uso destes recursos tem o pagamento de uma taxa de recursos hídricos, na filosofia do Poluidor-Pagador, sendo que o seu valor depende para que fim é que esse recurso é utilizado (DL n.º 97/2008). Ocorre que a energia hidroelétrica tem valores mais baixos (Despacho n.º1/PRES/2013). Além do concurso para a construção da barragem de Foz Tua, foram lançados mais 4 concursos públicos internacionais pelo Estado Português, através do ex-INAG, visando a atribuição das concessões para conceção, construção e exploração de 10 aproveitamentos. Nestes concursos públicos (DGTF, 2012) o critério de adjudicação foi a quantia mais elevada oferecida ao Estado pela exploração dos aproveitamentos hidroelétricos. Na generalidade, os concursos apresentaram um valor base, com exceção dos concursos de Pinhosão e Girabolhos, que apenas apresentaram uma determinada cota de exploração de referência. Foram

atribuídos 8 dos 10 aproveitamentos a concurso, não havendo interessados nos aproveitamentos de Pinhosão e Almourol. Foi celebrado entre o Estado Português e os promotores um contrato de adjudicação provisória, nos termos do DL n.º 182/2008, ver Tabela II.

Tabela II – Principais elementos desde do anúncio do concurso à adjudicação provisória.

Lote	Barragens	Valor base (€)	Cota NPA	Anos	Adjudicação provisória (€)	Anúncio	Adjudicatário
1	Foz tua	50.000.000	160	75	53.100.000	- ⁽¹⁾	EDP
2	Gouvães	120.000.000	883,5	65 ⁽²⁾	303.730.000	DRE N.º64, 01/04/2008, 14322(2)	IBERDROLA
	Padroselos		450				
	Alto Tâmega		312				
	Daivões		231				
3	Alvito	70.000.000	221	75	231.700.000	DRE N.º80, 30/04/2008, 19666(2)	EDP
	Fridão		160		-		-
	Almourol		31				
4	Girabolhos	(pela cota NPA)	300	75	35.000.005	DRE N.º144, 28/07/2008, 33535	ENDESA
5	Pinhosão	(pela cota NPA)	290	75	-	DRE N.º145, 29/07/2008, 33824	-

Fonte: DGTF (2012)

(1) Ver capítulo 4 relativo ao AH de Foz Tua

(2) São menos anos de concessão para que não exista uma situação de monopólio no rio Tâmega

Assim, em 2008, a tesouraria do Estado apurou uma receita líquida de 1399,9 milhões de euros, tendo sido determinantes as entregas de 759 milhões de euros pela EDP, com fundamento no regime de utilização de recursos hídricos, e ainda 623,5 milhões pela adjudicação provisória dos vários aproveitamentos pertencentes ao PNBEPH (DGO, 2008).

3.4. Compilação da Implementação até à data atual

A concretização dos aproveitamentos hidroelétricos decorrentes da opção estratégica selecionada assume especial complexidade, tendo em conta as diversas áreas de intervenção envolvidas. A salvaguarda de valores ambientais é precavida pelos procedimentos de avaliação ambiental estratégica na fase da decisão/restrições, mas

também é assegurada nas fases de processo de AIA. A AIA é um instrumento preventivo da política de ambiente e do ordenamento do território, a qual permite assegurar que as prováveis consequências sobre o ambiente de um determinado projeto sejam analisadas e tidas em conta no seu processo de aprovação (APA, 2014a).

Neste sentido, foi criada uma estrutura de coordenação e acompanhamento, com objetivo de assegurar o cumprimento da programação de implementação dos aproveitamentos, incidindo, entre outras, no procedimento de AIA, incluindo a pós-avaliação (Despacho n.º6587/2009).

A decisão que resulta de um procedimento de AIA é a DIA, a qual é emitida pelo ministro do ambiente ou secretário de estado com competência delegada e pode ser favorável, favorável condicionada ou desfavorável. A proposta de DIA é preparada pela autoridade de AIA, tendo em conta o parecer da ECA e de uma consulta pública. Neste caso concreto a autoridade de AIA é a APA, a qual também é responsável pelo processo de pós-avaliação. O RECAPE, por sua vez, enquadra-se no regime de AIA, sendo necessário sempre que um EIA é apresentado em anteprojecto, como é o caso. O EIA permite fornecer, aos decisores, informações sobre implicações ambientais significativas de determinadas ações propostas.

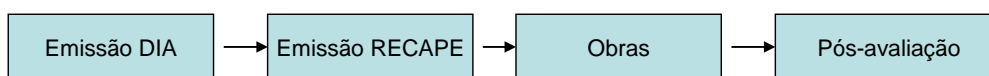


FIGURA 3 - Etapas do procedimento de Avaliação de Impacte Ambiental.

Nos seguintes capítulos apresentam-se os pontos de situação relativamente a alguns aproveitamentos hidroelétricos do PNBEPH, com execução do AH de Foz Tua que será apresentado num capítulo à parte.

3.4.1. Sistema Eletroprodutor do Tâmega

A informação que será exposta neste capítulo provém do disposto no Anexo 2.

Verifica-se que a DIA emitida para o sistema eletroprodutor do Tâmega em 21/06/2010, incluiu a construção dos aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães à cota NPA 885, do Alto Tâmega à cota NPA 315, de Daivões à cota NPA 228 e não previu a construção do aproveitamento de Padroselos (emissão de DIA desfavorável). Importa referir, ainda, que a alternativa à não construção de Padroselos será um aumento de potencial hidroelétrico de Gouvães (inclusão de mais um grupo que corresponde a um aumento de 33% da capacidade instalada na central, passando de 660 MW para 880 MW) relativamente à proposta inicial, apresentada em concurso.

No entanto, face ao n.º1 da cláusula 3 do contrato de implementação “se na DIA para os AH de Gouvães, Daivões, Alto Tâmega e Padroselos, por motivos não imputáveis ao segundo contratante, for declarada a impossibilidade de construção de algum dos referidos aproveitamentos, será devolvida ao 2º contratante a quantia entregue ao Estado relativamente à percentagem atribuída a esse aproveitamento (...), em singelo e sem juros compensatórios”. Neste caso, o valor pago ao Estado foi estimado em 76 934 809€ em 2008, pelo que foi necessário estabelecer um novo equilíbrio financeiro.

Na altura, um estudo elaborado por um consultor chegou à conclusão que a não construção do AH de Padroselos incorre numa poupança prevista de 254 425 900€, a favor do 2º contratante (incluindo custos associados às medidas de minimização dos impactes ambientais), assim como incorre em proveitos relativos ao aumento de potência do AH de Gouvães e mesmo se forem retirados os ganhos com os incentivos de potência definidos na nova Portaria n.º 251/2012, o valor a apurar é nulo. Isto leva a que não haja lugar a qualquer pagamento do Estado à Iberdrola, situação que foi aceite por ambas as partes.

3.4.2. AH do Fridão e do Alvito

A RCM n.º 47/2013 vem reconhecer a importância do PNBEPH no cumprimento das metas atribuídas a Portugal para o ano 2020, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, bem como para a redução das emissões de CO₂.

Por condicionalismos vários, a conclusão da fase de AIA, antecedente à adjudicação definitiva tem vindo a prolongar-se mais do que tinha sido estimada, aquando do lançamento dos concursos públicos de atribuição das concessões. Este facto determina a impossibilidade do cumprimento dos prazos máximos para a conclusão da construção dos vários aproveitamentos hidroelétricos. Assim, a revisão dos referidos prazos máximos de construção dos aproveitamentos não pode prejudicar o cumprimento das referidas metas de energia produzida, com recurso a fontes renováveis. Neste contexto, os AH pertencentes ao PNBEPH com RECAPE emitido têm o prazo máximo de 2 meses a contar da data de entrada em vigor da RCM acima referida para celebrar o contrato. Situação que se verifica para quase todos os aproveitamentos, com exceção de Foz Tua, que já se encontrava em construção.

No Anexo 3 apresenta-se o resumo da informação organizada para estes aproveitamentos. Verificando-se que, mesmo com os pedidos da EDP para suspensão dos contratos de implementação para estes aproveitamentos, a entidade licenciadora, a APA, seguindo diretivas legais, enviou as minutas dos contratos de concessão para adjudicação definitiva, atendendo a que, no caso do AH do Alvito, é necessário um pagamento adicional calculado em função da nova cota do NPA (227), aprovada em DIA, no valor de 48 657€.

Entretanto, no *site* da EDP, no local das novas barragens e relativamente ao PNBEPH aparece a barragem de Foz Tua e Fridão, mas não consta a barragem do Alvito (EDP, 2014b). Sendo o investimento global para construção deste empreendimento de 413 776 950€ (a preços de 2013), conforme o contrato de concessão n.º31/energia/APA/2014. Não podendo continuar-se a justificar esta suspensão, caso a EDP não aceite a adjudicação definitiva, perde o direito a ela e ao investimento previsto no artigo 10º da Portaria n.º 251/2012, bem como o retorno da quantia já paga ao Estado por este aproveitamento, em 2008. Este desinteresse pode estar relacionado com a alteração, para valores mais baixos, do valor da garantia de potência para os AH do PNBEPH.

3.4.3. AH de Girabolhos

A compilação da informação para o aproveitamento de Girabolhos exhibe-se no Anexo 4. Os trâmites do procedimento relativo a este aproveitamento decorreram com normalidade, apenas se verificou um atraso de 59 dias na entrega das peças de projeto, o que correspondeu a uma multa a receber pela APA, no valor de 295 000€. Porém, confirmou-se que esta situação não podia ser imputada ao adjudicatário, uma vez que, no local de construção deste aproveitamento, os estudos geológicos e geotécnicos reconheceram a existência de uma estrutura tectónica que induziu um condicionalismo ao tipo de solução projetada inicialmente. Por questões de segurança estrutural, foi necessária uma reformulação do projeto, que resultou no atraso da apresentação das peças de concurso. Esta situação foi acompanhada por técnicos especializados do LNEC e da APA, que confirmaram a validade dos factos. Assim, a multa prevista de 5000€ por cada dia de atraso não foi aplicada.

4. O CASO CONCRETO DE FOZ TUA

Dos vários aproveitamentos hidroelétricos que constituem o PNBEPH, o AH de Foz Tua é o que se encontra numa fase mais avançada, motivo pelo qual foi efetuada uma análise aprofundada da marcha do procedimento, o que não se sucedeu no capítulo anterior, relativamente aos restantes aproveitamentos, porque ainda se encontram numa etapa precedente.

A importância de se apresentar a cronologia do procedimento e uma discussão resulta de muita informação dispersa. Quem queira saber exatamente o ponto de situação e, neste caso concreto, para o AH de Foz Tua, poderá sabê-lo através das notícias relatadas na comunicação social, ou através da informação que é apresentada pelos vários grupos que se assumem contra a construção da barragem. Quer no *site* da EDP, quer no *site* da APA, não existe informação contextualmente organizada. No caso da APA, poder-se-á admitir que, devido à reestruturação/fusão que ocorreu com o XIX Governo Constitucional, em 2011, ainda não estejam todas as plataformas informáticas uniformizadas, de forma a disponibilizarem toda a informação ao cidadão.

4.1. Do programa de concurso ao contrato de concessão

Todos estes elementos, programa de concurso, caderno de encargos e contrato de concessão, são pontos relevantes na análise da fase do concurso, *ex ante* à fase de anteprojecto ou estudo prévio. Destes elementos apresentam-se apenas alguns itens que merecem destaque e que se expõem seguidamente.

➤ A avaliação e a classificação das propostas, descritas no Programa de Concurso, seguiu o critério da proposta economicamente mais vantajosa, considerando 4 fatores, por ordem decrescente de importância: 1 - quantia oferecida; 2 - solução proposta para a linha

férrea do Tua; 3 - prazo de entrega do projeto e do EIA; 3 - prazo de duração da construção do aproveitamento.

Como a EDP foi a única empresa a concorrer, este critério de avaliação não teve significado na escolha do concorrente. Em relação a este ponto, há a comentar que ficou acordada uma proposta para a requalificação da linha férrea do Tua e que foi aprovada no âmbito da DIA. Serão recuperados cerca de três quartos da linha férrea, com a comparticipação de 10 milhões de euros pela EDP, complementados com verbas comunitárias. Pretende-se com este investimento criar duas soluções de mobilidade, a mobilidade quotidiana para as populações e a mobilidade turística. Este plano será promovido pela Agência de Desenvolvimento Regional⁴, a qual é financiada pela EDP.

➤ Para além da quantia oferecida pela concessão aquando da adjudicação provisória, a EDP teve de pagar ao ex-INAG o valor de 250 000€ pelos encargos do procedimento de atribuição de concessão e pelo acompanhamento da elaboração do projeto e fiscalização da obra.

➤ Ainda na mesma seção vem que “a adjudicação definitiva verificar-se-á na data de assinatura do contrato de concessão, que ocorrerá após a emissão da DIA e da aprovação do respetivo projeto”, sendo que o projeto e respetivo EIA deverão ser entregues até 12 meses a contar da data da notificação da adjudicação provisória. Esta cláusula foi cumprida (ver Anexo 5), pois a adjudicação definitiva ocorreu posteriormente à aprovação da DIA e do projeto, assim como a entrega da DIA ocorreu antes dos 12 meses após a adjudicação provisória.

➤ Constituem obrigações da concessionária, entre outras, referidas no caderno de encargos, no contrato de concessão e em legislação aplicável, a obrigação:

⁴ Agência criada entre a EDP e as autarquias do Vale do Tua.

- ✓ De iniciar e concluir a construção no prazo fixado
 - ✓ Requerer, custear, obter e manter todas as licenças e autorizações necessárias ao exercício das atividades integradas na concessão
 - ✓ Realizar todos os processos de expropriação, bem como proceder ao pagamento dos respetivos encargos, incluindo indemnizações
 - ✓ Restabelecer as estradas, os acessos e caminhos existentes, incluindo pontes, que venham a ficar afetadas pelas albufeiras a criar, nomeadamente o troço da linha férrea do Tua, que ficará inundado devido à construção da barragem
- O cumprimento das obrigações assumidas pela concessionária será garantido através de cauções, mediante garantia bancária ou seguro-caução ao Estado. Está prevista uma caução de 5% do montante global do investimento, no prazo de 30 dias a contar da data da assinatura do contrato de concessão, destinada a garantir a boa e regular execução da obra e ainda outra, no prazo de 80 dias a contar da entrada em funcionamento da utilização, de 0,5% do montante investido, destinada à recuperação ambiental.
- O incumprimento pela Concessionária, de quaisquer deveres ou obrigações emergentes do contrato de concessão pode ser sancionado, pela aplicação de multas contratuais, cujo montante variará, em função da gravidade da falta, e do prejuízo dela resultante, entre um mínimo de 5000€ e um máximo de 2 500 000€, não invalidando outras quaisquer multas.
- Conforme caderno de encargos e contrato de concessão, a concessionária fica sujeita ao pagamento da taxa de recursos hídricos. O cálculo desta taxa depende dos volumes anuais turbinados e bombeados, os quais devem ser enviados pela concessionária todos os meses. Caso esta não envie, os valores que serão utilizados no

cálculo da taxa serão os valores do “volume máximo anual que pode ser turbinado” e do “volume máximo anual que pode ser bombeado”, estipulados no contrato de concessão. Esses valores médios mensais são obtidos no programa de autocontrolo e definidos também no contrato.

4.2. Impacto financeiro do contrato

Como se viu anteriormente, é obrigação da concessionária ficar encarregue de todos os custos referentes à construção e exploração do aproveitamento. Estes encargos na fase de construção passam pela execução da obra, pelas operações e manutenções, pela mão-de-obra e pelas compensações ao Fundo do Tua. Na fase de exploração, os custos serão com a gestão do empreendimento, com o fundo financeiro do Tua e taxas.

Logo, um projeto de investimento que comporta tantos encargos tem de ser alvo de uma avaliação económica pela concessionária, de forma a determinar a sua rentabilidade. Esta avaliação passa por contrabalançar os custos *versus* proveitos. Os proveitos apenas ocorrerão na fase de exploração, através das receitas obtidas nos mercados de energia, pelos serviços do sistema e pelas garantias de potência fornecidas pelo Estado Português (rendas a 10 anos). As garantias de potência não vêm no contrato de concessão, mas são definidas em legislação própria.

Em GEOTA & Quercus (2011) é referido que o programa representa um custo superior a 16 000 M€ para os contribuintes em subsídios de garantia de potência, o que vai aumentar a fatura de eletricidade em 10%. Referem que os subsídios fiscais devem ser aplicados no uso racional de energia, em preços de eletricidade transparentes e, mesmo, para a abolição de subsídios, promovendo assim a eficiência energética e reduzindo o custo da energia. Melo & Rodrigues (2010) referem que o PNBEPH é omissivo quanto às suas repercussões nos tarifários e que a receita arrecadada pelo Estado, paga pelos

concessionários, mal deu para cobrir 1 ano de défice tarifário⁵, o qual está acumular ao ritmo de cerca de 600 M€/ano, mais juros. Concluem que o PNBEPH é perverso quanto aos encargos para os contribuintes, pois todo o investimento que se diz ser “privado” vai ser pago através da fatura de eletricidade, devido ao défice tarifário que se acumula todos os anos, derivado, indiretamente, pelos incentivos à garantia de potência.

Em Carvalho (2013) é feita uma análise económica ao AH Foz Tua, analisando os pagamentos e recebimentos. Ao nível de recebimentos para o ano de 2017 (já em fase de exploração), através do mercado de eletricidade e dos serviços de sistemas, é estimado em Carvalho (2013) que as receitas líquidas serão no valor de 39 415 000€. Se assim for, será então transferido 1 182 450€ para o Fundo do Tua. No mesmo documento, o valor demonstrado para a garantia de potência será, para o mesmo ano, de 3 276 000€. Este valor, a ser pago pelo Estado durante 10 anos, dará 32 760 000€, quantia inferior à que foi recebida pela adjudicação provisória de 53 100 000€.

Há três questões a comentar: as rendas a pagar pelos contribuintes; o défice tarifário; e a eficiência energética como alternativa. Relativamente à garantia de potência e como já se viu anteriormente, ela será repercutida na fatura de eletricidade e provavelmente através de impostos. Contudo, podemos analisar a situação como um empréstimo, em que o Estado recolheu, em 2008, 53 100 000€ e, ao longo de 10 anos a contar da fase de exploração, vai pagar um empréstimo de 32 760 000€ (preço da “renda”).

A outra questão, que nada está associada ao PNBEPH, é o défice tarifário que ocorre desde de 2006, devido a decisões políticas que poderão por em causa a sustentabilidade futura do Sistema Elétrico, pelas quais o consumidor final não paga o valor correspondente aos custos reais do sistema.

⁵ Devido ao mecanismo introduzido pelo governo em 2006 criando a ilusão de preços baixos, pela introdução de preços administrativos que não correspondem aos custos reais do sistema.

Por outro lado, viu-se anteriormente que o mercado de energia influencia mais de metade da fatura elétrica. O preço da *Pool* desce quando existe muita quantidade de energia produzida pelas hidroelétricas, pois estas têm um custo marginal praticamente nulo, sendo que o grosso é o custo do capital investido. Em relação a esta questão, Ferreira (2013) demonstra que o custo de investimento na produção de energia (em € de 2010), comparando as várias tecnologias de produção, é menor no investimento em eficiência energética, no valor de 300 €/kW, do que no investimento em hidroeletricidade, no valor de 2500 €/kW. Corroborando, a OCDE & IEA (2013) dizem que os governos devem estar atentos à elaboração dos subsídios de apoio às energias renováveis, sendo de elevada importância que os esquemas de subsídio promovam múltiplas vantagens.

Porém, uma situação não influencia a outra. A aposta em eficiência energética deve estar em primeira linha de ação, sendo que esta aposta não reflete uma diminuição do consumo de energia, mas sim o seu uso racional, tal como refere Gillingham et al (2009). A eficiência energética é a otimização que realizamos no consumo de energia, não comprometendo a sustentabilidade ambiental e intergeracional.

Não obstante, deve-se prosseguir com investimentos de produção de energia, nomeadamente a energia hídrica.

4.3. Metodologia do procedimento

A Lei da Água (Lei n.º58/2005), no n.º 5 do art.º 68 expõe: “A administração poderá escolher como concessionário o interessado que apresente um pedido nesse sentido, desde que, durante um prazo não inferior a 30 dias contados a partir da afixação dos editais e da publicação no jornal oficial, não seja recebido outro pedido com o mesmo

propósito, sendo que, sempre que, no decurso desse prazo, outro interessado apresentar um idêntico pedido de atribuição de concessão, a administração abre um procedimento concursal entre os interessados, gozando o primeiro requerente de direito de preferência em igualdade de condições”.

Deste modo, a EDP formulou um pedido de utilização dos recursos hídricos com o fim de captar água do rio Tua, afluente da margem direita do rio Douro, para a produção de energia hidroelétrica, através da implantação de uma infraestrutura hidráulica a cerca de 1,25 Km da foz do rio Tua, conforme Aviso n.º 26165/2007. Este direito de preferência permite à EDP que, no caso de aparecerem outras empresas interessadas, ela tem o direito de igualar, se o pretender, as condições oferecidas pelos concorrentes e ganhar a concessão. Houve outras empresas que mostraram interesse e chegaram adquirir as peças de concurso, como a ENDESA e a GALP. Porém, na seção V do Programa de Concurso vem que, se o adjudicatário não for o mesmo concorrente que o primeiro que manifestou interesse, então pode este último “no prazo de 10 dias úteis, sob pena de caducidade, exercer o seu direito de preferência, subrogando-se na proposta do concorrente selecionado como adjudicatário”. Provavelmente, devido a este direito de preferência, nenhum dos anteriores interessados concorreu, tendo sido a EDP a única a apresentar proposta e consequentemente adjudicada a concessão.

4.4. Discussão sobre a cronologia

No Anexo 5 é apresentada uma tabela com a cronologia do AH de Foz Tua até à data atual. Este capítulo dedica-se a comentar o que é exposto nesse anexo.

Declaração de Impacte Ambiental

O acerto da quantia paga ao Estado, que se apresenta no Anexo 5, advém do disposto no Programa de Concurso, o qual previa que “à cota que vier a ser aprovada em DIA,

durante 75 anos, o adjudicatário pagará ao Estado mediante entrega ao INAG, antes da adjudicação definitiva, uma quantia adicional ”relativamente à cota de referência, NPA 160 m”.

Das alterações da DIA, sem incluir as questões polémicas da linha de transporte de energia, é de notar que a última, em 30/12/2013, teve como resultado a alteração da distribuição do valor de 3% do valor líquido anual médio de produção. Inicialmente, a totalidade dos 3% previstos eram destinados ao Fundo de Conservação da Natureza e Biodiversidade (DL n.º142/2008), porém, com esta aprovação, passa a ser 1,5 % para o FCNB e 1,5 % para o funcionamento da Agência de Desenvolvimento Regional, consequentemente uma redução para o FCNB. Desta alteração resultam menos encargos para a EDP, isto porque, contratualmente, já estava estabelecido que a EDP ia financiar a ADR no âmbito da mobilidade quotidiana e turística (tal como visto no capítulo 4.1). Para além deste projeto, a ADR assumiu, em 2014, a “2ª Edição de Empreendedorismo no Tua”⁶, que contou com 40 novos projetos empresariais. Estes projetos, apoiados pelas autarquias locais, têm como objetivo contribuir para a competitividade e desenvolvimento da região do Tua.

Os concelhos limítrofes ao futuro AH de Foz Tua estão a sofrer da mesma situação que as restantes zonas rurais do país: o problema da desertificação. É observável, para os concelhos mais próximos do futuro AH de Foz Tua, os concelhos de Alijó e Carrazeda de Ansiães, que o índice de envelhecimento tem aumentado, sendo o índice de envelhecimento⁷ a relação entre a população idosa e a população jovem. A relação entre a diminuição da população residente e o aumento do índice de envelhecimento ao longo dos anos, como se observa nos gráficos do Anexo 6, demonstra que não há taxa de

⁶ <http://www.a-nossa-energia.edp.pt/noticias/artigo.php?id=142>

⁷ Definido habitualmente como o quociente entre o número de pessoas com 65 ou mais anos e o número de pessoas com idades compreendidas entre os 0 e os 14 anos.

renovação de população jovem. Através destes projetos de empreendedorismo as autarquias locais pretendem captar população ativa, contrariando a tendência de desertificação e de desemprego.

A construção da barragem de Foz Tua tem tido várias críticas por parte de grupos de pressão, focalizando-se essencialmente na questão do “Alto Douro Vinhateiro” como património da humanidade. Contra este plano e, particularmente, contra a construção do AH de Foz Tua, verificou-se a queixa feita em 2009 pela Quercus à UNESCO, assim como o Projeto de Resolução nº 56/XI (2010) – “Recomenda ao Governo a revisão do plano nacional de barragens de elevado potencial hidroelétrico (PNBEPH) e a exclusão das barragens de Foz Tua e de Fridão” – e ainda, no presente ano, o Projeto de Lei n.º 511/XII (2014) – “Suspensão Imediata das Obras da Barragem de Foz Tua” – apresentado pelo partido político Bloco de Esquerda.

Também é possível encontrar facilmente, nas redes sociais, alguns grupos⁸ que demonstram o seu descontentamento, por oposição a um menor número de grupos⁹ que se mostram a favor. Existindo mesmo uma campanha liderada pela “Plataforma Salvar o Tua”¹⁰, pretendendo sensibilizar a comunidade nacional e internacional para os impactos negativos da barragem, que contou com o apoio de figuras públicas, como

⁸ https://pt-pt.facebook.com/pages/Eu-n%C3%A3o-pedi-um-Plano-Nacional-de-Barragens/151649958264185?hc_location=timeline; <https://pt-pt.facebook.com/rioslivres>; <https://www.facebook.com/pages/Movimento-Cidadania-para-o-Desenvolvimento-no-T%C3%A2mega/201620302480?fref=nf>; <https://www.facebook.com/pages/Contra-o-Plano-Nacional-de-Barragens/229959670398522>; <https://www.facebook.com/pages/Impactos-ambientais-das-barragens/594197790660158>; <https://www.facebook.com/groups/604558772896677/>; <https://www.facebook.com/groups/339083232842219/>; <https://www.facebook.com/groups/224771824254445/>; <https://www.facebook.com/groups/121767844504459/>; <https://www.facebook.com/barragens.nao>; <https://www.facebook.com/peticaocontra.nacionaldebarragens>

⁹ <https://www.facebook.com/groups/140080782677300/>; <https://www.facebook.com/groups/284487828393626/>

¹⁰ Associação de defesa do ambiente constituída por organizações locais, organizações ambientalistas e uma empresa de vinícola, em <http://www.salvarotua.org/o-que-pode-fazer-2/>

Garrett McNamara¹¹, e ainda com as receitas da edição especial do vinho do Assobio DOC Douro Tinto 2011, a favor da causa “Salvar o Tua”. Promoveu também uma petição pública¹² que contou com 7272 assinantes.

A missiva enviada à UNESCO expressa o profundo desacordo com a construção da barragem. Em 2012, a UNESCO emite a decisão 36 COM 7B.81 (UNESCO, 2012), com base no documento elaborado pela ICOMOS & Añon (2011), começando por referir que as obras de construção da barragem se iniciaram antes de se saber qual o veredito sobre a afetação do aproveitamento no Alto Douro Vinhateiro, acaba por concluir que deve haver abrandamento no ritmo dos trabalhos de construção até ser tomada decisão final. A central, a subestação e as linhas de transporte elétrico localizam-se dentro da área classificada do ADV, a qual abrange 24 600 hectares, sendo que a implantação desses órgãos vai afetar 2,9 hectares, ou seja, 0,012% da superfície total (EDP, 2014c).

Numa segunda visita, em julho e agosto de 2012, a equipa técnica da UNESCO deslocou-se novamente ao Douro, tendo-lhe sido apresentado o novo projeto para a central do AH de Foz Tua, da autoria do arquiteto Souto Moura¹³.

A decisão foi tomada posteriormente com a referência 37 COM 7B.79 (UNESCO, 2013), pela qual a UNESCO não declara a incompatibilidade do AH de Foz Tua com a classificação do Alto Douro Património da Humanidade. Porém, impõe um conjunto de medidas ao Estado Português, em colaboração com a EDP, como apresentar até 1 de setembro de 2013 o EIA das linhas de transporte de energia de 400 kV do AH

¹¹ Surfista norte-americano que bateu o recorde mundial duas vezes (2011 e 2013), surfando as maiores ondas na Nazaré.

¹² Em <http://www.peticaopublica.com/pview.aspx?pi=MValeTua>

¹³ Arquiteto português de renome, que recebeu vários prémios, entre eles: o Prémio Pritzker, em 2011; e o Prémio Wolf, em 2013.

de Foz Tua. Este foi apresentado ao Centro do Património Mundial em agosto de 2013, contudo a CA emitiu posteriormente parecer desfavorável.

Estudo de Impacte Ambiental da linha de transporte de energia

O licenciamento de “linhas aéreas de transporte de eletricidade com uma tensão igual ou superior a 220 kV e cujo comprimento seja superior a 15 km” aplicáveis ao projeto, está sujeito a procedimento de AIA, nos termos do DL n.º151-B/2013.

Em relação à linha de transporte de energia, no aditamento ao EIA de novembro de 2008 é desenvolvido este ponto, relativamente à versão apresentada em abril de 2008. Inicialmente, estava prevista a ligação da subestação da central do AH Foz Tua à ampliação da subestação de Valdigem 2, conforme pedido de informação prévia concedido à EDP pela atual DGEG. Posteriormente e, de acordo com informação da REN, no “Plano de Desenvolvimento e Investimentos da RNT 2009-2014”, esclarece que não é viável a ampliação da subestação de Valdigem 2 para integrar o nível de 400 kV, tal como inicialmente previsto, tendo sido necessário optar pela criação de uma subestação alternativa, a subestação de Armamar (REN, 2008). Assim, no âmbito do DL n.º69/2000, de 3 de maio (revogado pelo DL n.º151-B/2013), e adequando agora o projeto à política promovida pela DGEG e desenvolvida pela REN, com o objetivo de incrementar a sua infraestrutura de transporte de energia, tal como referido em Cabral (2013), a EDP submeteu, em 2011, o estudo prévio da ligação da central à rede nacional, tendo a CA emitido parecer desfavorável.

Mesmo sem DIA aprovada para a linha de transporte e sem decisão final da UNESCO, as obras de construção arrancaram em Abril de 2011. O que levou a UNESCO a recomendar um abrandamento no ritmo dos trabalhos até se ter uma conclusão sobre a situação. O relatório elaborado posteriormente a essa decisão por WHR et al (2012),

ressalva que, uma vez que a construção do AH de Foz Tua começou antes da aprovação de todos os projetos, a credibilidade da autoridade competente por esta política pública possa ser posta em causa. Este relatório serviu de apoio na decisão tomada na 37ª sessão no Camboja, concluindo que os impactos da nova solução arquitetónica da central e da própria barragem vão ser reduzidos na paisagem. Mas esta diligência só é válida se forem seguidas as recomendações que constam do relatório e da decisão, nomeadamente o envio do EIA das linhas de alta tensão até 1 de setembro de 2013. Assim, em agosto de 2013, a EDP apresentou esse documento, tendo a CA considerado desconformidade com o EIA. Resultando numa reformulação do EIA, entregue em dezembro de 2013, o qual apresentava várias alternativas para o desenvolvimento da linha e que sofreu novo aditamento em março de 2014 (EDP, 2014g).

Até à data ainda não houve decisão final. Os vários organismos pertencentes à CA estão a emitir pareceres sobre a última versão do EIA apresentado. Obviamente é de julgar a credibilidade quanto a esta atuação, tendo já sido alvo de várias críticas (Plataforma Salvar o Tua, 2014).

5. CONCLUSÕES

O Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico vai de encontro com os compromissos internacionalmente assumidos, quer ao nível energético, quer ao nível das alterações climáticas. A implementação do PNBEPH passa pela construção e exploração dos 7 AH adjudicados. Estando definido o ano 2020, como o horizonte temporal para entrada em exploração de todos os AH, verifica-se, à data, que apenas 2 AH iniciaram a construção, os AH de Foz Tua e Girabolhos. Contudo o AH de Girabolhos está ainda na fase de montagem de estaleiro. Sabe-se que obras desta envergadura demoram alguns anos a serem construídas, pelo que a data prevista para entrada em exploração de todos os AH possivelmente não será cumprida. Constata-se ainda que, pelos motivos já expostos, existe uma probabilidade de o AH do Alvito não vir a ser construído. Estes atrasos podem comprometer o cumprimento das metas de energia produzida. Cientes desta situação, foi aprovada em Conselho de Ministros a RCM n.º 47/2013, que determina que seja efetuada uma revisão aos prazos.

Dos vários resultados que se pretendem alcançar com este programa, a capacidade de produção instalada, o *mix* eólica-hídrica e o potencial hídrico a aproveitar, são aqueles que inequivocamente serão obtidos. Em relação à redução de emissões de GEE, redução da dependência externa e desenvolvimento socioeconómico, são variáveis incertas, dependentes de outros fatores externos. A certeza é a de que contribuirão para estes aspetos, mas não sendo possível quantificá-los. Como já explanado, a importação de energia influencia negativamente a competitividade do nosso país, pelo que é necessário optar por produção de energia através de FER. Independentemente disto, é necessário e imprescindível continuar com os investimentos em eficiência energética.

Poder-se-á concluir que tem de existir uma aposta em energia hídrica, mas de capacidade reversível, para que faça sentido o *boom* de investimentos em energia eólica. Porém, é necessário rever o PNBEPH, pois a capacidade que está prevista instalar poderá não fazer mais sentido para as metas que se pretendem alcançar. A ambição dos 7000 MW de capacidade instalada é possível sem a construção de todos os AH previstos. Há que repensar este objetivo. Contudo, poderá ser financeiramente impensável, nos tempos que correm, o Estado devolver os valores que já arrecadou no passado, com as adjudicações provisórias e definitivas. Em termos financeiros, e do que foi exposto anteriormente, este programa, por um lado, poderá reduzir a fatura de eletricidade dos consumidores e, por outro, trazer mais encargos aos contribuintes (relativamente aos custos do CIEG's). Ainda assim estes investimentos que estão a ser implementados não vão comprometer as gerações futuras, irão sim, criar impactos irreversíveis no ambiente. Este assunto tem sido alvo de muita discórdia. E qual destas questões “pesa mais na balança”?

Ainda no âmbito deste trabalho, inferiu-se que não é possível encontrar informação de fácil acesso, cronologicamente organizada, a qual deveria estar facilmente disponível no *site* da entidade competente por esta política, a APA. Mas, como já se referiu, esta situação poderá decorrer da reestruturação deste organismo.

Da informação acessível e dos documentos internos, a que se teve acesso na APA, foi possível construir tabelas, que colocassem por ordem as datas das várias fases do procedimento para os diversos AH. Esta compilação foi importante para o AH de Foz Tua, uma vez que foi possível entender as notícias dispersas, que foram sendo relatadas na comunicação social, nomeadamente o papel da UNESCO no abrandamento dos trabalhos e a credibilidade das autoridades portuguesas no desenrolar do procedimento.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- APA (2014a). *Avaliação de Impacte Ambiental*. Disponível em: <http://www.apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=146> [Acesso em: 02/08/2014]
- APA (2014b). *Documentos de Avaliação de Impacte Ambiental*. Disponível em: http://aia.apambiente.pt/IPAMB_DPP/docs/DIA2148.pdf [Acesso em: 02/08/2014]
- APA (2014c). *Sistema Nacional de Informação de Ambiente*. Disponível em: <http://siniamb.apambiente.pt/diadigital/2010/DIA2176.pdf> [Acesso em: 02/08/2014]
- Amaral, F. (1996). *Política Económica: metodologia, concepções e instrumentos de actuação*. Lisboa: Edições Cosmos, pp. 14-28.
- ARCADIS & ATECMA (2009). *Technical Assessment of the Portuguese National Programme for Dams with High Hydropower Potential (PNBEPH)*. Final Report to European Commission/DG Environment.
- Assembleia da República (2014). *Diário da Assembleia da República*. 3.^a Sessão Legislativa, 2^a Série Nº 125, de 4 de junho, pp. 3-16.
- Cabral, P. (2013). *Economia e Energia*. Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/pedrocabral_1627951584_52fa5d3a2276a.pdf [Acesso em: 26/03/2014]
- Carvalho, D. (2013). *Avaliação Técnico-Económica de Aproveitamentos - Foz Tua*. Dissertação de Mestrado. Porto: FEUP.

COBA & PROCESL (2007a). *Memória - Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)*. Lisboa: Estudo elaborado para: INAG/DGEG/REN.

COBA & PROCESL (2007b). *Relatório Ambiental - Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)*. Lisboa: Estudo elaborado para: INAG/DGEG/REN.

COBA & PROCESL (2007c). *Declaração Ambiental - Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)*. Lisboa: Estudo elaborado para: INAG/DGEG/REN.

COBA & PROCESL (2007d). *Relatório de Consulta no Âmbito da Avaliação Ambiental - Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)*. Lisboa: Estudo elaborado para: INAG/DGEG/REN.

Cruz, P. (2012). *Integração de Eólica com a Hídrica Reversível*. Dissertação de Mestrado. Lisboa: ISEL.

DGO (2008). *Conta Geral do Estado ano 2008*. Volume I: pp. 119-120. Disponível em: http://www.dgo.pt/politicaorcamental/ContaGeraldoEstado/2008/CGE_2008_v01.pdf [Acesso em: 27/08/2014]

DGTF (2012). *Parcerias Público-Privadas e Concessões, Relatório 2012*, pp.76-81. Disponível em: http://www.dgtf.pt/ResourcesUser/PPP/Documentos/Relatorios/2012/RelatorioAnual_PPP_2012.pdf [Acesso em: 04/01/2014]

DGEG (2014). *Destaques*. Balanço Energético Sintético 2013, pp.12. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/> [Acesso em: 21/08/2014]

EDP (2014a). *Prémio Empreendedor Tua lança 30 Novos Projetos Empresariais em Trás-os-Montes*. Disponível em: <http://www.a-nossa-energia.edp.pt/noticias/artigo.php?id=144> [Acesso em: 21/08/2014]

EDP (2014b). *Centros produtores. Novas barragens*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=nb [Acesso em: 28/08/2014]

EDP (2014c). *Centros Produtores. Novas barragens. Foz Tua*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/perguntas_frequentes.php?item_id=80&cp_type=§ion_type=perguntas_frequentes [Acesso em: 28/08/2014]

EDP (2014d). *Centros Produtores. Novas barragens. Foz Tua. Desempenho Ambiental*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/pdf/dia_ah_foz_tua.pdf [Acesso em: 18/09/2014]

EDP (2014e). *Centros Produtores. Novas barragens. Fridão. Desempenho Ambiental*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/pdf/dia_ah_fridao.pdf [Acesso em: 18/09/2014]

EDP (2014f). *Sustentabilidade. Ambiente. Avaliação de Impacte. AH Alvito*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/pdf/dia_ah_alvito.pdf [Acesso em: 18/09/2014]

EDP (2014g). *Centros Produtores. Novas barragens. Foz Tua. Desempenho Ambiental. Linha de Muita Alta Tensão*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/pdf/centros_produtores/desempenho_ambiental/aditamento-eia/ADIT_EIA_LMAT_AH_Foz_Tua.pdf [Acesso em: 20/09/2014]

EDP (2014h). *Centros produtores. Reforços de potência*. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/empreendimento_type.php?e_type=rp

[Acesso em: 19/09/2014]

ERSE (2013). *Composição dos Preços de Eletricidade para 2013. Nota Informativa*.

Disponível em:

[http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/precosdeelectricidade/Documents/Nota%20Composi%C3%A7%C3%A3o%20Pre%C3%A7os%20Electricidade%20\(CIEG\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/precosdeelectricidade/Documents/Nota%20Composi%C3%A7%C3%A3o%20Pre%C3%A7os%20Electricidade%20(CIEG).pdf) [Acesso em: 09/09/2014]

ERSE (2014). *Mercado Grossista de Eletricidade*. Disponível em:

<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercado diario/Paginas/default.aspx> [Acesso em: 10/09/2014]

Félix, N. (2010). *Reflexões e Análises Críticas ao Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico*. Dissertação de Mestrado. Porto: FEUP.

Ferreira, J. (2013). *A Importância da Eficiência Energética*. Disponível em:

http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/joaoferreira_98546150452fa5d8ede315.pdf [Acesso em: 26/03/2014]

GPEARI (2011). *Boletim Mensal de Economia Portuguesa*. Disponível em:

<http://www.gpeari.min-financas.pt/analise-economica/publicacoes/ficheiros-do-bmep/2013/outubro/BMEP-outubro2013.pdf> [Acesso em: 04/01/2014]

Gillingham, K., Newell, R. & Palmer, K. (2009). *Energy Efficiency Economics and Policy. Resources For The Future*, Discussion Paper: pp. 9-13.

GEOTA & Quercus (2011). *O Programa Nacional de Barragens: desastre económico, social e ambiental*. Disponível em:

http://quercus.pt/siteantigo/www.quercus.pt/xFiles/scContentDeployer_pt/docs/articleFile441.pdf [Acesso em: 04/01/2014]

IBERDROLA (2014). *Projeto Alto Tâmega*. Disponível em:

<http://www.iberdrola.pt/02sicb/corporativa/iberdrola?IDPAG=PTWCOABOPORTAM> [Acesso em: 08/08/2014]

ICOMOS & Añon, A. (2011). *Mission Report Alto Douro Wine Region (Portugal) to consider the impacts of the proposed Hydro-electric Foz Tua Dam Project*.

Disponível em: <http://porto2.taf.net/dp/20111218-icomos.pt> [Acesso em: 08/08/2014]

INAG (2001). *Curso de Exploração e Segurança de Barragens*. Lisboa: Instituto da Água, pp. 55-64.

INE (2014). *Principais indicadores*, agosto 2014. Lisboa: INE. Disponível em:

http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_princindic&menuBOUI=13707095&contexto=pi&selTab=tab0 [Acesso em: 08/08/2014]

Melo, J & Rodrigues, A. (2010). *O PNBEPH numa perspectiva de avaliação estratégica, política energética e gestão da água. 4ª Conferência Nacional de Avaliação de Impactos*. Disponível em:

<http://www.apai.org.pt/ml/12901609272010cnaipnbephjimacr.pdf> [Acesso em: 04/01/2014]

Moreira, R. (2009). *Potencial Hidroelétrico Português Desaproveitado*. Dissertação de Mestrado. Porto: FEUP.

Nunes, C. (2014). *Política Energética e Competitividade Económica em Portugal: Uma*

Análise Estratégica. Disponível em:

http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/clementepedronunes_173081546352fca13c3cb8a.pdf [Acesso em: 23/03/2014]

OMIE (2014). *Resultados Mercado, setembro 2014*. Espanha: OMIE. Disponível em:

<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> [Acesso em: 16/09/2014]

OCDE & IEA (2013). *World Energy Outlook 2013*. Disponível em:

http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013_Executive_Summary_Portuguese.pdf [Acesso em: 04/01/2014]

Parlamento Europeu (2008). *Pacote Clima-Energia: "três vintes" até 2020*. Disponível

em: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//PT> [Acesso em: 09/01/2014]

Plataforma Salvar o Tua (2014). *Parecer sobre a “Ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade a 400 kV do Aproveitamento Hidroelétrico Foz Tua*.

Disponível em:

http://www.geota.pt/xfiles/scContentDeployer_pt/docs/Doc2358.pdf [Acesso em: 08/08/2014]

PORDATA (2014). *Índice de envelhecimento segundo os Censos*. Portugal:

PORDATA. Disponível em:

<http://www.pordata.pt/Municipios/Ambiente+de+Consulta/Tabela> [Acesso em: 08/08/2014]

REN (2002). *Hidroeletricidade em Portugal – Memória e Desafios*. Disponível em:

<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Hidroeletricidade%20em%20Portugal%20-%20Mem%C3%B3ria%20e%20desafio.pdf> [Acesso em: 19/08/2014]

REN (2008). *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT)*

2009-2014. Disponível em:

[http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PlanoInvestimentoRNT/PDIRT%202009%20-%202014/PDIRT%202009-2014%20\(2019\)%20-%20Julho%202008%20-%20Texto.pdf](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PlanoInvestimentoRNT/PDIRT%202009%20-%202014/PDIRT%202009-2014%20(2019)%20-%20Julho%202008%20-%20Texto.pdf) [Acesso em: 08/09/2014]

REN (2014). *Estatística diária – SEN*. Portugal: REN. Disponível

em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiaria.aspx> [Acesso em: 22/02/2014]

Saraiva, J., Silva, J. & Leão, M. (2002). *Mercados de Eletricidade. Regulação e Tarificação de Uso de Redes*. Porto: FEUP Edições, pp. 255-258.

UNESCO (2012). *36th session Convention Concerning the Protection of the World Cultural and Natural Heritage*, pp.122-123.

UNESCO (2013). *37th session Convention Concerning the Protection of the World Cultural and Natural Heritage*, pp.127-128.

Velosa, J. (2009). *O Efeito das Grandes Barragens no Desenvolvimento Socioeconómico Local*. Dissertação de Mestrado. Lisboa: IST.

WHC, ICOMOS & IUCN (2012). *Alto Douro Wine Region (Portugal). Reactive Monitoring Mission*. Disponível em: <http://whc.unesco.org/document/122869> [Acesso em: 08/08/2014]

Legislação

Tratado do Funcionamento da União Europeia, 2010/C83/01

Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro

Decreto de Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro

Decreto de Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio

Decreto de Lei n.º 232/2007, de 15 de junho

Decreto de Lei n.º 97/2008, de 11 de junho

Decreto de Lei n.º 142/2008, de 24 de julho

Decreto de Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro

Decreto de Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro

Decreto de Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro (revogou DL n.º 69/2000, de 3 de maio)

Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio (revogou Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto)

Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto

Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro

Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril

Resolução de Conselho de Ministros n.º 47/2013, 26 de julho

Despacho n.º 6587/2009, de 2 de março

Despacho n.º 1/PRES/2013, de 11 de abril

Aviso n.º 26165/2007, de 28 de dezembro

Iniciativas legislativas

Projeto de Resolução 56/XI, 15 de janeiro de 2010. Disponível em:

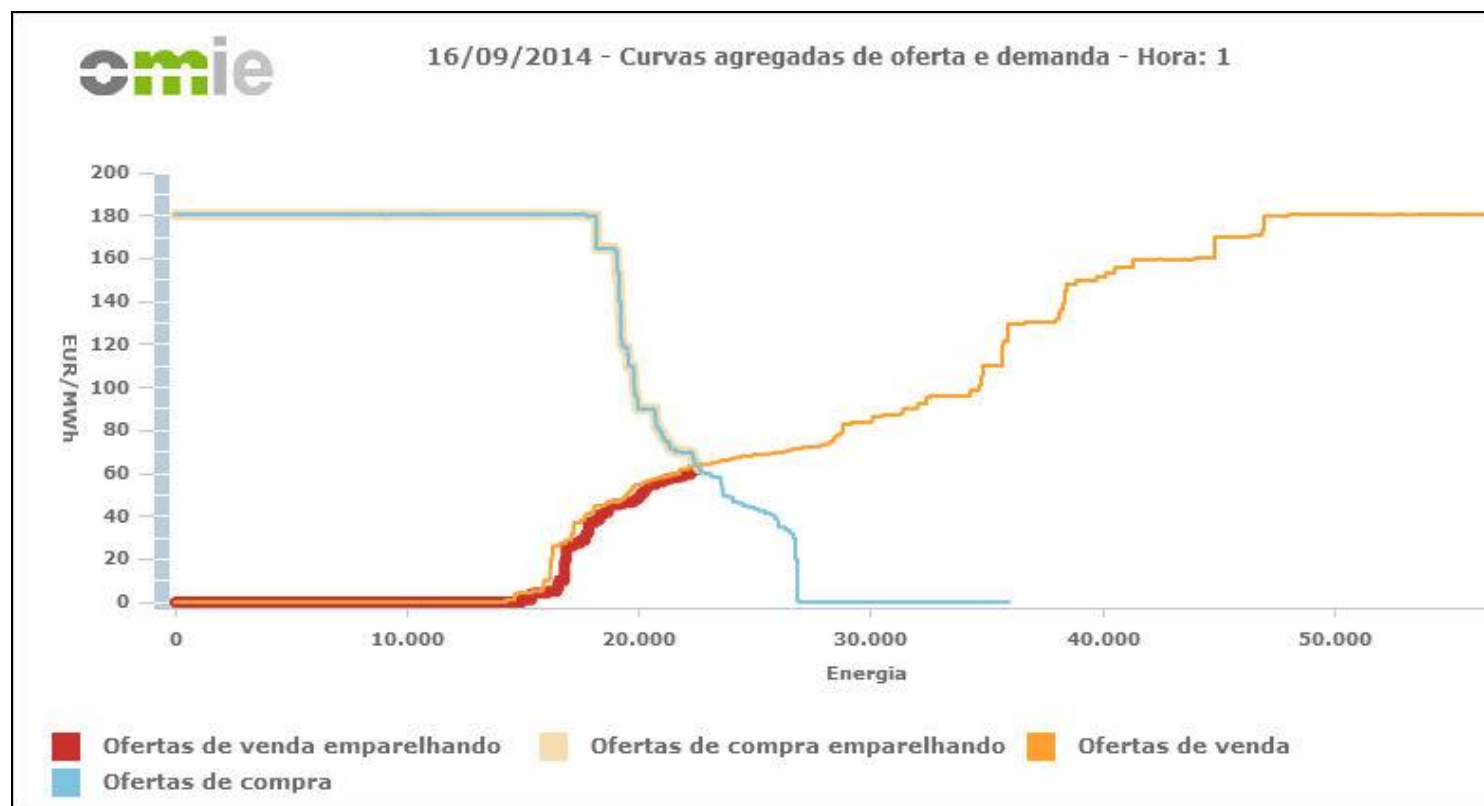
<http://www.parlamento.pt/ActividadeParlamentar/Paginas/DetalheIniciativa.aspx?BID=35039> [Acesso em: 09/08/2014]

Projeto de Lei n.º 511/XII (3ª), 12 de fevereiro de 2014. Disponível em:

<http://www.parlamento.pt/ActividadeParlamentar/Paginas/DetalheIniciativa.aspx?BID=38227> [Acesso em: 09/08/2014]

Anexo 1

Demonstração de uma transação no mercado *Pool* para a primeira hora do dia. O preço de mercado ligeiramente acima dos 60 €/kWh.



Fonte: OMIE (2014).

Anexo 2

Cronologia do procedimento relativo aos AH do Alto Tâmega, Padroselos, Gouvães e Daivões

Sistema Eletroprodutor do Tâmega: Alto Tâmega, Padroselos, Gouvães e Daivões			
Fase	Ponto de situação	Data	Observações
Contrato	Adjudicação provisória	23/07/2008	
	Contrato de Implementação	16/12/2008	
Anteprojecto	Emissão DIA - Condicionalmente favorável	21/06/2010	
	DIA desfavorável à construção de Padroselos	21/06/2010	
	Acordo com a Iberdrola para a não devolução da quantia oferecida pela não construção de Padroselos	Novembro de 2010	
	Emissão RECAPE	08/07/2011	
	Suspensão dos Instrumentos de Gestão Territorial	27/07/2014	RCM n.º 41/2014, de 27 de julho
Projecto	Aprovado	20/07/2012	
	Adjudicação definitividade	30/06/2014	

Fonte: APA (2014b), IBERDROLA (2014) e outros documentos internos da APA

Anexo 3

Cronologia do procedimento relativo ao AH do Fridão

Aproveitamento Hidroelétrico de Fridão			
Fase	Ponto de situação	Data	Observações
Contrato	Adjudicação provisória	05/09/2008	
	Contrato de Implementação	17/12/2008	
Anteprojecto	Emissão DIA - Condicionalmente favorável	30/04/2010	Alteração à DIA.
	Emissão RECAPE	17/08/2011	
	Suspensão dos Instrumentos de Gestão Territorial	-	Aguarda conclusão dos trabalhos de RECAPE.
Projecto	Aprovado	30/07/2012	
	Pedido de suspensão da implementação do aproveitamento hidroelétrico	22/10/2013	
	Notificação para adjudicação definitiva	21/02/2014	

Fonte: EDP (2014e) e outros documentos internos da APA.

Anexo 3 (continuação)

Cronologia do procedimento relativo ao AH de Alvito

Aproveitamento Hidroelétrico de Alvito			
Fase	Ponto de situação	Data	Observações
Contrato	Adjudicação provisória	05/09/2008	
	Contrato de Implementação	17/12/2008	
Anteprojecto	Emissão DIA - Condicionalmente favorável	26/04/2010	
	Emissão RECAPE	30/04/2011	
	Suspensão dos Instrumentos de Gestão Territorial	15/06/2011	RCM n.º 27/2011
	A EDP requer suspensão por tempo determinado da implementação do aproveitamento e o adiamento da assinatura do contrato de concessão	8/11/2011	
Projecto	Aprovado	30/07/2011	
	Novo pedido de suspensão da implementação do aproveitamento hidroelétrico	22/10/2013	
	Notificação para adjudicação definitiva	21/02/2014	

Fonte: EDP (2014f) e outros documentos internos da APA.

Anexo 4

Cronologia do procedimento relativo ao AH de Girabolhos

Aproveitamento Hidroelétrico de Girabolhos			
Fase	Ponto de situação	Data	Observações
Concurso	Adjudicação provisória	10/11/2008	
	Contrato de Implementação	22/12/2008	
Anteprojecto	Emissão DIA - Condicionalmente favorável	26/07/2010	Definida cota NPA 300.
	Emissão RECAPE	04/10/2011	
	Penalidade prevista na cláusula 6ª do contrato de implementação por atraso na entrega das peças de projeto	Dezembro 2011	Não foi aplicada a prevista multa.
	Suspensão dos Instrumentos de Gestão Territorial	17/08/2011	RCM n.º 35/2011
	Criação de sociedade – HIDROMONDEGO, Hidroelétrica do Mondego, lda.	28/07/2011	Por exigência do concurso público atendendo a que foi um agrupamento que concorreu.
Projecto	Aprovado	26/07/2012	
	Adjudicação definitiva	27/09/2013	
Construção	Início dos trabalhos de construção	27/09/2013	

Fonte: APA (2014c) e outros documentos internos da APA.

Anexo 5

Cronologia do procedimento relativo ao AH de Foz Tua

Fase	Ponto de situação	Data	Observações
Concurso	Adjudicação provisória	31/03/2008	
	Contrato de Implementação	16/12/2008	
Anteprojecto	Emissão DIA - Condicionalmente favorável	11/05/2009	Definida nova cota NPA de 170 m, com acerto a pagar ao Estado de 10 500 000€; Ficou redigido em DIA que deveria ser nomeada uma Comissão de Acompanhamento.
	Alteração à DIA	18/06/2009	Resumo dos resultados da consulta pública.
	Quercus formalizou queixa junto da UNESCO	Dezembro 2009	Impactos negativos sobre a paisagem do Alto Douro Vinhateiro.
	Emissão RECAPE	31/08/2010	
	Suspensão dos Instrumentos de Gestão Territorial	15/12/2010	RCM n.º 98/2010
Projecto	Aprovado	22/11/2010	
	Adjudicação definitiva	14/01/2011	Contrato n.º28/Energia/INAG/2011; Acerto pago ao Estado de 10 500 M€.
	Submetido a AIA o estudo prévio da linha de alta tensão de Tua - Armamar	2011	Proposta de DIA desfavorável.
	1ª visita da UNESCO	Março 2011	Avaliar a afetação do projeto no Alto Douro Vinhateiro.

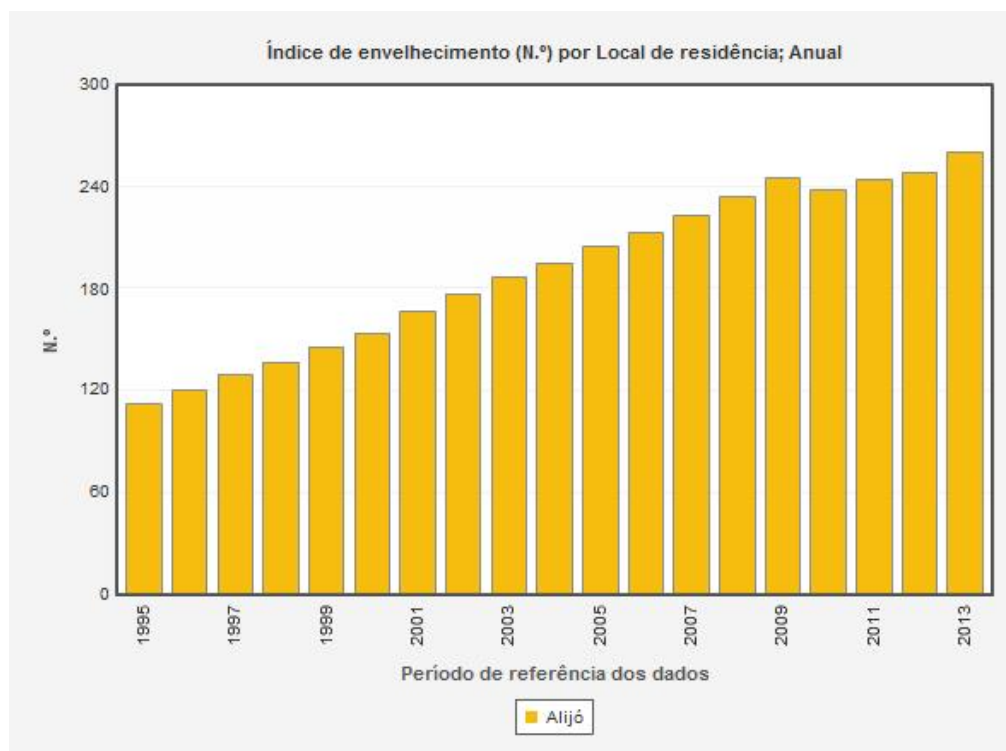
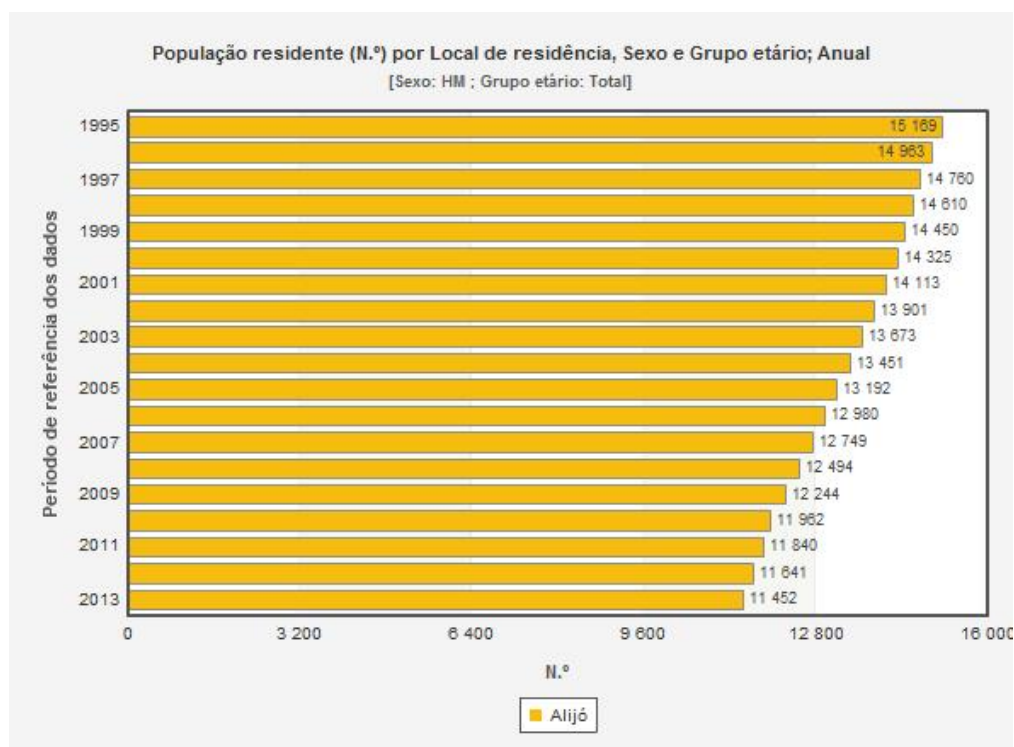
Fase	Ponto de situação	Data	Observações
Construção	Início dos trabalhos de construção	01/04/2011	
	Relatório da ICOMOS a pedido da UNESCO	Abril 2011	Refere-se que na zona a construir o impacto visual é “menos mau”, mas apenas para o corpo da barragem, as outras infraestruturas, incluindo as linhas de transporte de energia não foram apresentadas no projeto; É notável o esforço do Estado Português na minimização dos impactos com a construção do AH de Foz Tua, porém eles serão irreversíveis e terão impactos nos valores autênticos e na integridade do Alto Douro Vinhateiro, como Património da Humanidade.
	Composição da comissão de acompanhamento (CA)	07/06/2011	Despacho n.º 8097/2011
	Decisão UNESCO 36 COM 7B.81	6/07/2012	A construção da barragem iniciou antes de serem emitidas as recomendações para “Abrandamento do ritmo dos trabalhos”; Apresentar até 1 de fevereiro de 2013 ao World Heritage Centre a reavaliação do projeto, nomeadamente a solução arquitéctonica a adotar para a central e subestação, localizadas em 24 600 hectares da área classificada como Património da Humanidade – Alto Douro Vinhateiro - Decisão 25 COM X.A.
	2ª visita da UNESCO	Julho 2012	Nova missão técnica com o objetivo de tirar conclusões compatíveis da UNESCO com o interesse nacional. A EDP apresentou o novo projeto da central e os investimentos socioeconómicos regionais que se encontram em curso.
	Relatório da WHC/ICOMOS/IUCN a pedido da UNESCO	Agosto 2012	É notório, por parte do Estado Português o empenhamento na resolução de problemas com diferentes <i>stakeholders</i> e a disponibilidade no acesso à informação, nomeadamente do projeto da nova central; A equipa técnica verificou discrepâncias na aprovação do projeto. Sendo que não é usual a construção começar antes de todos elementos terem sido aprovados. Este tipo de decisão pode pôr pressão nos órgãos decisórios e nos processos de consultas públicas, colocando em causa a sua credibilidade; Confirma-se o já relatado em abril de 2011 pela ICOMOS que a barragem tem pouco impacto visual.

Fase	Ponto de situação	Data	Observações
	Decisão da UNESCO 37 COM 7B.79	27/06/2013	Aceita as conclusões e recomendações do relatório da WHC/ICOMOS/IUCN; A nova solução arquitectónica da central com recuperação paisagística e o corpo da barragem vão ter um impacto reduzido na paisagem. Mas deve-se seguir as seguintes recomendações: “Disponibilizar o EIA das linhas de alta tensão até 1 de setembro de 2013” e “Suspender escavações no rio até os estudos hidráulicos estarem finalizados e demonstrarem que são satisfatórios os impactos no rio Douro”.
	Procedimento de AIA n.º2712 – ligação à rede nacional	09/08/2013	A CA emitiu parecer que concluiu desconformidade do EIA informando a EDP desta situação a 08/10/2013; A EDP solicitou um prazo de 30 dias para efetuar diligências.
	O Estado Português enviou o AIA n.º2712 para o Centro do Património Mundial	Agosto 2013	
	Alteração à DIA	30/12/2013	Alterações de gestão da afetação dos contributos financeiros atribuídos ao FCNB e à Agência de Desenvolvimento Regional.
	Apresentação do EIA – Ligação à rede nacional de transportes de eletricidade, a 400 kV, do AH Foz Tua	Dezembro 2013	
	Consulta pública - Ligação à rede nacional de transportes de eletricidade, a 400 kV	Até 02/05/2014	

Fonte: EDP (2014c,d,g), UNESCO (2012) e (2013), WHC et al (2012) e ICOMOS & Anón (2011) e outros documentos internos da APA.

Anexo 6

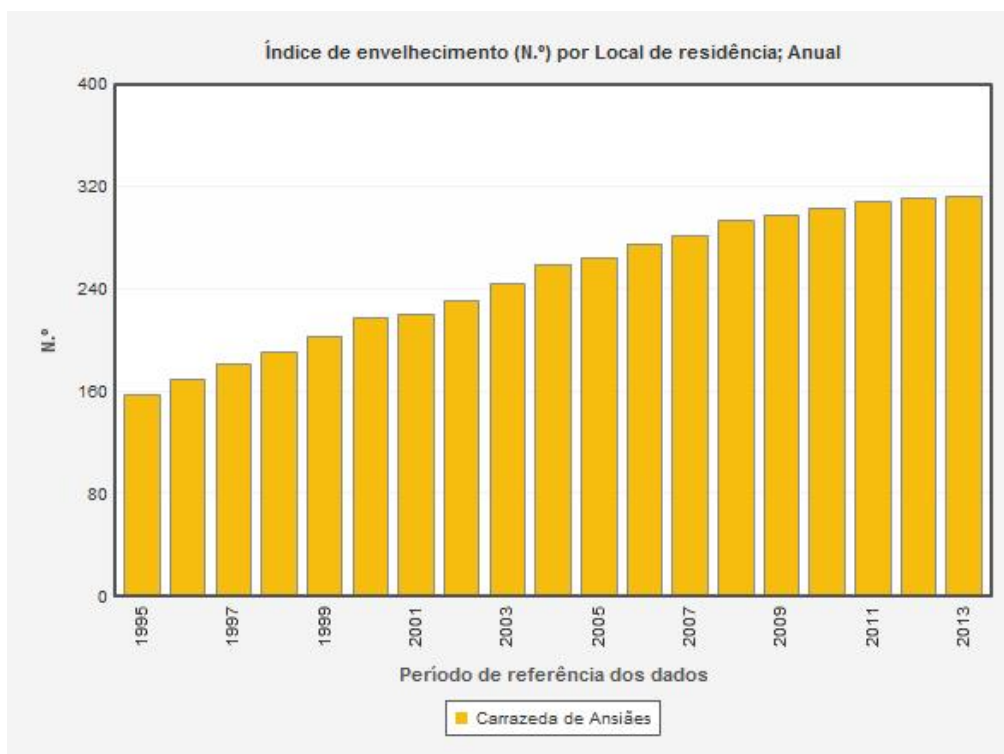
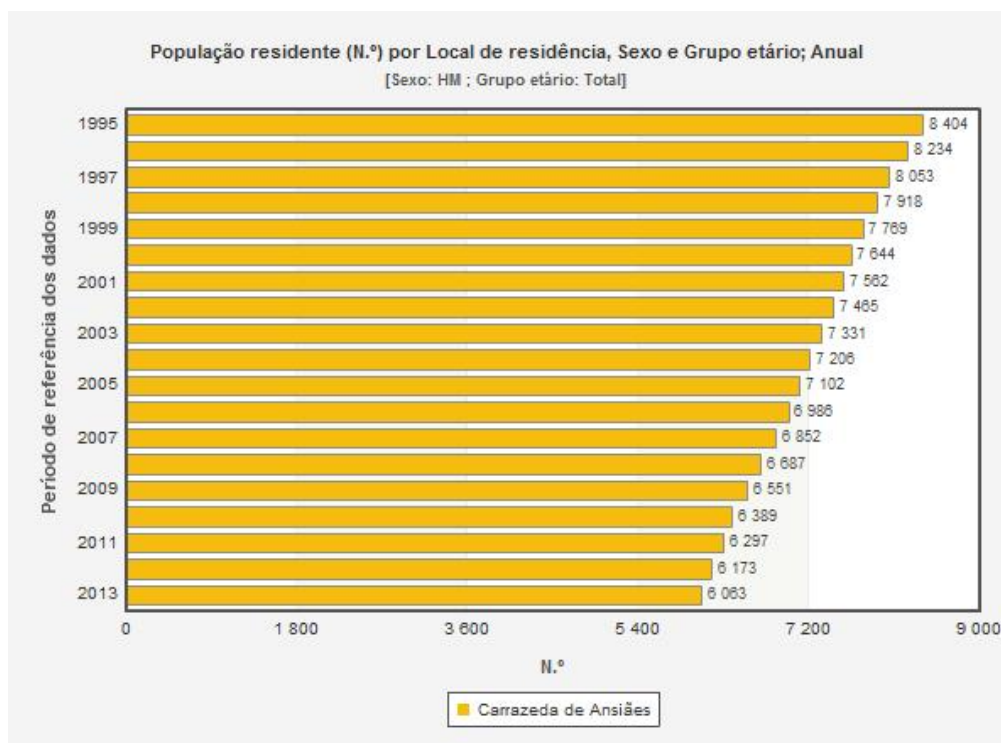
Dados relativos ao concelho de Alijó



Fonte: INE (2014).

Anexo 6 (continuação)

Dados relativos ao concelho de Carrazeda de Ansiães



Fonte: INE (2014).